



TRANSALTA CORPORATION

RAPPORT DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2008

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement. Voir la page 28 pour des renseignements supplémentaires.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 30 juin 2008 et 2007 et pour les trimestres et les semestres terminés à ces dates et doit également être lu avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 31 juillet 2008. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Expansion de l'entreprise et commercialisation. Nos secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services environnementaux, des services de santé et de sécurité, des services de développement durable, des services de communications, des services de relations avec les gouvernements, des services de technologie de l'information, des services de ressources humaines, des services de vérification interne ainsi que d'autres services administratifs.

Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents de l'état des résultats et du bilan. Bien que les éléments du bilan subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments est reflétée à la section des capitaux propres des bilans consolidés.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données d'exploitation :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Disponibilité (%)	79,3	83,6	85,5	85,9
Production (GWh)	10 652	11 497	23 878	24 194
Produits	708 \$	612 \$	1 511 \$	1 281 \$
Marge brute ¹	376 \$	356 \$	809 \$	734 \$
Bénéfice d'exploitation ¹	93 \$	91 \$	282 \$	229 \$
Bénéfice net	47 \$	57 \$	80 \$	113 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,24 \$	0,28 \$	0,40 \$	0,56 \$
Résultat par action aux fins de comparaison ¹	0,25 \$	0,20 \$	0,74 \$	0,48 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	171 \$	168 \$	408 \$	499 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	0,27 \$	0,25 \$	0,54 \$	0,50 \$
			Semestre terminé le 30 juin 2008	Exercice terminé le 31 déc. 2007
Total de l'actif			7 554 \$	7 179 \$
Total des passifs financiers à long terme			3 534 \$	2 880 \$

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 a diminué en regard de la période correspondante en 2007 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia («centrale thermique de Centralia») résultant de l'entretien planifié et des modifications de l'équipement, et de la hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, le tout en partie compensé par la baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

La disponibilité pour le semestre terminé le 30 juin 2008 est comparable à celle de la période correspondante de 2007.

La production pour le deuxième trimestre de 2008 a diminué par rapport à la période correspondante en 2007 principalement à cause de l'entretien planifié, des modifications de l'équipement et de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, et de la hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, contrebalancés en partie par une diminution des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et la hausse des volumes marchands découlant de l'accroissement de la capacité nominale à la centrale de Sundance.

La production pour le semestre terminé le 30 juin 2008 a diminué par rapport à la période correspondante en 2007 en raison de la hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie atténuée par la hausse des volumes marchands découlant de l'accroissement de la capacité nominale à la centrale de Sundance.

¹ La marge brute, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non-conformes aux PCGR» à la page 25 du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement du bénéfice net.

BÉNÉFICE NET

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin 2008	Semestre terminé le 30 juin 2008
Bénéfice net de 2007	57 \$	113 \$
(Diminution) / augmentation des marges brutes du secteur – Production	(16)	21
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché – Production	7	21
Augmentation des marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	29	33
Augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(18)	(18)
Gain à la vente de matériel d'exploitation minière en 2007	(12)	(7)
Diminution des intérêts débiteurs, montant net	2	6
Diminution / (augmentation) de la quote-part de la perte de sociétés satellites	2	(86)
Diminution de la charge d'impôts	2	8
Divers	(6)	(11)
Bénéfice net de 2008	47 \$	80 \$

Les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont diminué pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 par suite d'une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une augmentation des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancées par des prix favorables dans l'ensemble des centrales, par la diminution des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et par la hausse des volumes marchands découlant de l'accroissement de la capacité nominale à la centrale de Sundance.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, les marges brutes du secteur Production ont grimpé en raison des prix favorables et de la hausse des volumes marchands, légèrement contrebalancés par l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et des taux de changes défavorables.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation se sont accrues par rapport aux périodes correspondantes en 2007, en raison des résultats de négociation soutenus dans la région de l'Est et de l'Ouest au cours du deuxième trimestre.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 ont augmenté par rapport aux mêmes périodes en 2007, surtout en raison de l'accroissement des charges de rémunération à base d'actions et de la hausse des coûts d'entretien découlant de l'augmentation des activités d'entretien planifié en 2008.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, les intérêts débiteurs nets n'ont pas changé par rapport à la période correspondante en 2007, mais ceux du semestre terminé le 30 juin 2008 ont légèrement diminué comparativement à ceux du semestre de l'exercice précédent.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue par suite de la dépréciation de notre placement au Mexique.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, les impôts sur les bénéfices ont diminué comparativement à la même période en 2007 en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes en partie contrebalancée par la réduction de taux d'imposition en 2007. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, les impôts sur les bénéfices ont diminué par rapport à la période correspondante de 2007 à cause du recouvrement d'impôts au titre de la dépréciation de notre placement au Mexique au premier trimestre de 2008, en partie

atténué par la hausse du bénéfice avant impôts et taxes.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 n'ont pas changé en regard de la période correspondante en 2007. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué en raison des variations favorables du fonds de roulement lié à l'exploitation en 2007 et du calendrier des acomptes provisionnels.

En raison du calendrier prévu aux termes des contrats, un paiement de 116 millions de dollars relatif aux produits des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») de 2007 ne nous a pas été versé avant le 2 janvier 2008. En 2007, un paiement contractuel de 185 millions de dollars lié aux produits des CAÉ de 2006 n'avait été reçu que le 2 janvier 2007.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, nous avons reçu respectivement trois et sept paiements relatifs aux CAÉ, ce qui est stable par rapport aux périodes correspondantes en 2007.

Les flux de trésorerie disponibles¹ pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 ont diminué par rapport aux périodes correspondantes en 2007 surtout en raison de la hausse des dépenses en immobilisations de maintien.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trimestre terminé le 30 juin 2008

Expansion de Summerview

Le 27 mai 2008, nous avons annoncé une expansion de 66 mégawatts («MW») de notre parc éolien de Summerview, dans le sud de l'Alberta, près de Pincher Creek. Le coût en capital total du projet est estimé à 123 millions de dollars, les activités commerciales devant démarrer au premier trimestre de 2010.

Placement d'obligations

Le 6 mai 2008, nous avons annoncé un placement de 500 millions de dollars américains d'obligations de premier rang portant intérêt à 6,65 % et venant à échéance en 2018. Le produit net tiré du placement servira au remboursement de la dette, au financement de notre programme d'investissement à long terme et à des fins générales pour le siège social.

Poursuite de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Le 5 mai 2008, nous avons annoncé notre intention de poursuivre l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires jusqu'au 5 mai 2009. L'approbation reçue nous permet de racheter jusqu'à 19,9 millions de nos actions ordinaires, ce qui représente 10 % des 199 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2008 à des fins d'annulation. Les rachats seront effectués librement à la Bourse de Toronto («TSX») au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Accroissement de la capacité nominale à la centrale de Sundance

Le 21 avril 2008, nous avons annoncé un accroissement de la capacité nominale de 53 MW à l'unité 5 de notre centrale de Sundance. Le total du coût en capital du projet est estimé à 75 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu pour la fin de 2009.

¹ Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Se reporter à la page 25 du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'informations sur cet élément, y compris un rapprochement avec les flux de trésorerie d'exploitation.

Investissements dans des technologies d'énergie propre

Le 4 avril 2008, le gouvernement du Canada a annoncé un fonds de 125 millions de dollars pour le développement de technologies de captage et de stockage du carbone dégagé par des usines de traitement des sables bitumineux et des centrales alimentées au charbon. Nous avons présenté une demande de financement dans le cadre de cette initiative gouvernementale afin de soutenir notre mise à l'essai d'une technologie de captage du carbone à base d'ammoniac réfrigéré élaborée en collaboration avec Alstom Canada.

Projet de captage et de stockage du carbone

Le 3 avril 2008, nous avons annoncé une entente avec Alstom Canada en vue de mettre à l'essai une technologie de captage du carbone à base d'ammoniac réfrigéré à l'une de nos centrales thermiques de l'Alberta, sous réserve du soutien de l'industrie et du gouvernement.

Semestre terminé le 30 juin 2008

Activités mexicaines

Le 20 février 2008, nous avons annoncé la vente des activités mexicaines à InterGen Global Ventures B.V. («InterGen») pour 303,5 millions de dollars américains. Puisque des modifications doivent être apportées aux divers contrats afin de satisfaire aux exigences réglementaires du Mexique en matière d'établissement des prix du gaz, l'opération devrait être conclue d'ici la fin du troisième trimestre de 2008. Nous avons imputé une charge de 65 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes, aux résultats du premier trimestre pour refléter l'écart estimatif entre la valeur comptable nette et le prix de vente net prévu de ces actifs. La charge brute de 93 millions de dollars est constatée dans la quote-part de la perte de sociétés satellites.

Projet d'énergie éolienne Blue Trail

Le 13 février 2008, TransAlta a annoncé son projet de conception, de construction et d'exploitation de Blue Trail, un projet d'énergie éolienne de 66 MW dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 115 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débuter au cours du quatrième trimestre de 2009.

Politique en matière de dividendes et accroissement du dividende

Le 25 mars 2008, notre conseil d'administration a annoncé l'adoption d'une politique officielle en matière de dividendes qui vise le versement aux actionnaires d'un dividende annuel se situant entre 60 % et 70 % du bénéfice aux fins de comparaison.

Le 1^{er} février 2008, notre conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende annuel de 1,00 \$ à 1,08 \$ par action.

Émissions de gaz à effet de serre («GES»)

Le 31 mars 2008 a marqué l'échéance de la première année de conformité aux règlements touchant certains émetteurs de gaz de l'Alberta pour la réduction des émissions de GES. La conformité était exigée pour les GES émis entre la date d'entrée en vigueur, soit le 1^{er} juillet 2007, et le 31 décembre 2007. Les entreprises concernées devaient réduire leurs émissions de 12 % par année par rapport au seuil initial moyen des émissions de 2003 à 2005. Pour nos activités non couvertes en vertu des CAÉ, nous nous sommes conformés au moyen de la livraison au gouvernement des crédits d'émissions compensatoires achetés, acquis à un coût concurrentiel inférieur au plafond de 15 \$ la tonne. Pour les installations en Alberta ayant des CAÉ, nous étions aussi responsables de la conformité, mais l'approche était coordonnée par les acheteurs de CAÉ, de sorte qu'une combinaison de crédits compensatoires offerts par les acheteurs et de contributions au Alberta Technology Fund à 15 \$ la tonne a été utilisée. Les CAÉ contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, nous avons acheté respectivement 1 977 500 et 3 886 400 actions au prix moyen de 35,40 \$ et 33,45 \$ l'action. Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable d'une action

(respectivement 8,96 \$ et 8,95 \$ l'action) entraînant une réduction des bénéfices non répartis de respectivement 52 millions de dollars et 95 millions de dollars. En raison du calendrier des paiements pour racheter les actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires, 53 millions de dollars ont été versés en avril 2008, montant qui se rapportait au rachat d'actions en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires réalisé au trimestre précédent.

	Trimestre terminé le 30 juin 2008	Semestre terminé le 30 juin 2008
Total des actions acquises	1 977 500	3 886 400
Prix d'acquisition moyen par action	35,40 \$	33,45 \$
Total des coûts	70 \$	130 \$
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	18	35
Réduction des bénéfices non répartis	52 \$	95 \$

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Brèche possible à la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills

Le 26 juillet 2008, nous avons découvert une fissure dans la digue de la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills. Nous avons immédiatement avisé le ministère de l'Environnement de l'Alberta et les autorités régionales, et pris les mesures nécessaires au contrôle et à l'atténuation des effets de toute brèche possible ou de l'écoulement de l'eau de la lagune. Il n'y a pas de résidents à proximité et nous avons restreint l'accès au secteur afin d'assurer la sécurité de tous. Nous fournirons de plus amples détails sur la situation lorsque nous en aurons.

LS Power et Global Infrastructure communiquent avec TransAlta pour discuter d'une transaction possible

Le 18 juillet 2008, nous avons reçu une lettre indicative de LS Power Equity Partners, entité associée à Luminus Management LLC, et de Global Infrastructure Partners visant à entreprendre des discussions sur l'acquisition possible de TransAlta pour 39 \$ par action en espèces. Notre conseil d'administration étudiera attentivement la demande et répondra en temps voulu.

Négociations de contrats avec l'International Brotherhood of Electrical Workers («IBEW»)

Le 18 juillet 2008, puisque nous avons été incapables de conclure une entente avec l'IBEW qui représente les employés des centrales thermiques et des centrales hydroélectriques de l'Alberta, le gouvernement de l'Alberta a approuvé notre demande visant à transmettre la question à un comité d'enquête sur les différends (*Disputes Inquiry Board*). Ce processus suspend la possibilité pour l'IBEW de faire la grève et nous empêche d'imposer un lock-out. Les négociations de contrats vont se poursuivre durant ce processus avec l'aide d'un médiateur nommé par le gouvernement, et nous croyons que nous pourrions conclure une entente avec l'IBEW.

Débetures

Le 17 juillet 2008, nous avons été informés par le porteur de débetures totalisant 100 millions de dollars détenues par TransAlta Utilities Corporation («TAU»), filiale en propriété exclusive, qu'il avait l'intention de racheter les débetures le 31 juillet 2008. À l'émission, les débetures portaient intérêt à un taux fixe de 5,49 %, venaient à échéance en 2023 et étaient rachetables au gré du porteur en 2008 au prix de 98,45 \$ pour chaque tranche de notionnel de 100 \$. Ces débetures sont comprises dans le passif à court terme.

Captage du carbone

Le 8 juillet 2008, le gouvernement albertain a annoncé son engagement à accorder 2 milliards de dollars pour le financement du développement de la technologie du CSC. Cette initiative de financement constitue l'élément clé de l'accélération des projets de

CSC dans toute l'Alberta et en particulier le projet pilote de captage de carbone à base d'ammoniac réfrigéré, élaboré en collaboration avec Alstom Canada, annoncé en avril 2008. Nous avons l'intention de présenter une demande de financement relativement à ce projet.

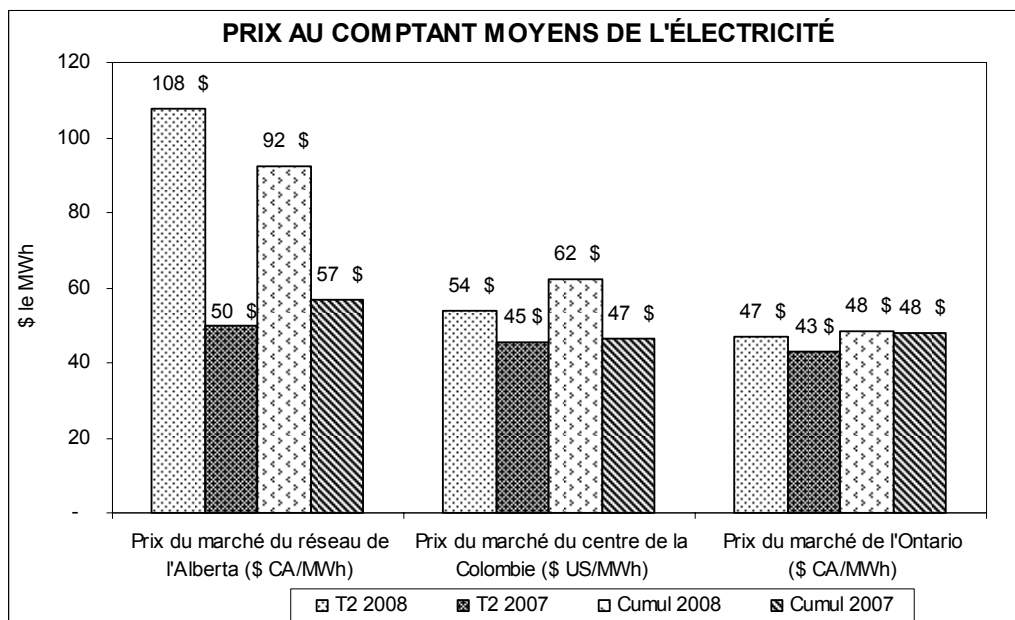
CONTEXTE D'AFFAIRES

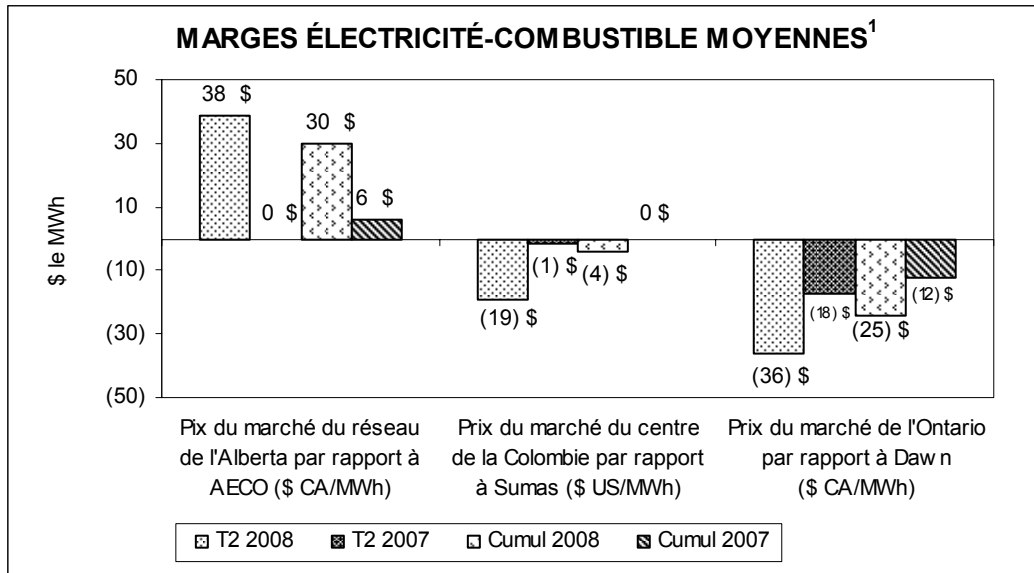
Nous exerçons nos activités dans plusieurs contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, la région du nord-ouest du Pacifique et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité sur le gaz naturel dans nos résultats financiers, se reporter à notre rapport annuel de 2007. Les principales caractéristiques de ces marchés sont décrites ci-après.

Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la page 30 du rapport annuel de 2007 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités. Notre stratégie consiste à couvrir jusqu'à 90 % de notre production marchande avant l'année de livraison au moyen de contrats à long terme ou de couvertures financières. Ces ventes sont réparties sur une période de quatre ou cinq ans, la production étant moins couverte à mesure que le temps avance. Ces couvertures protègent notre bénéfice contre certains risques associés au marché au comptant de l'électricité.

Les prix au comptant moyens de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour le deuxième trimestre de 2008 et de 2007 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques ci-après.





¹ Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Au cours du deuxième trimestre, les prix au comptant en Alberta, dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario ont augmenté par rapport à la même période de 2007. Les marges électricité-combustible ont progressé en Alberta mais ont diminué dans le nord-ouest du Pacifique et en Ontario pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 en regard de la même période en 2007. Les prix de l'électricité et les marges électricité-combustible ont été plus élevés en Alberta, surtout à cause des pénuries de charbon occasionnées par les interruptions planifiées et non planifiées, des réductions de la capacité nominale provoquées par les modernisations des réseaux de transport et des hausses des prix du gaz naturel. Les hausses de prix survenues dans le nord-ouest du Pacifique étaient attribuables aux hausses des prix du gaz naturel, mais par suite de la production accrue d'hydroélectricité, plus particulièrement en mai et en juin, les marges électricité-combustible ont diminué par rapport à la période correspondante en 2007. En Ontario, les prix au comptant ont augmenté, alors que les marges électricité-combustible ont diminué par rapport à la même période en 2007, principalement en raison de la baisse de la demande, de la production accrue d'hydroélectricité et des restrictions sur l'exportation découlant des restrictions en matière de transport.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

PRODUCTION : Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques et les centrales alimentées au charbon et au gaz, ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau (voir l'analyse détaillée des quatre sources de revenus dans notre rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2007). Au 30 juin 2008, le secteur Production affichait une capacité¹ de production brute en exploitation de 8 384 MW (participation nette de 7 977 MW) et une capacité de production nette de 506 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, consulter la page 26 du rapport annuel de 2007.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trimestres terminés les 30 juin	2008		2007	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	663 \$	36,21 \$	596 \$	32,51 \$
Combustible et achats d'électricité	(332)	(18,13)	(256)	(13,96)
Marge brute	331	18,08	340	18,55
Frais d'exploitation, entretien et administration	139	7,59	130	7,09
Amortissement	96	5,24	96	5,24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	0,27	5	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	8	0,44	7	0,38
Charges d'exploitation	248	13,54	238	12,98
Bénéfice d'exploitation	83 \$	4,54 \$	102 \$	5,57 \$
Capacité installée (GWh)	18 311		18 332	
Production (GWh)	10 652		11 497	
Disponibilité (%)	79,3		83,6	

Semestres terminés les 30 juin	2008		2007	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	1 451 \$	39,51 \$	1 254 \$	34,21 \$
Combustible et achats d'électricité	(702)	(19,11)	(547)	(14,92)
Marge brute	749	20,40	707	19,29
Frais d'exploitation, entretien et administration	239	6,51	233	6,36
Amortissement	196	5,34	192	5,24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	10	0,27	11	0,30
Répartition des coûts intersectoriels	15	0,41	14	0,38
Charges d'exploitation	460	12,53	450	12,28
Bénéfice d'exploitation	289 \$	7,87 \$	257 \$	7,01 \$
Capacité installée (GWh)	36 729		36 654	
Production (GWh)	23 878		24 194	
Disponibilité (%)	85,5		85,9	

¹ Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes du secteur. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et en exploitation.

Production et marges brutes

Les volumes de production, les produits tirés de la production d'électricité et de vapeur et les coûts du combustible et des achats d'électricité du secteur Production d'après les régions géographiques sont comme suit :

	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Trimestre terminé le 30 juin 2008								
Ouest du Canada	7 925	11 406	335 \$	138 \$	197 \$	29,37 \$	12,10 \$	17,27 \$
Est du Canada	726	1 789	131	98	33	73,23	54,78	18,45
International	2 001	5 116	197	96	101	38,51	18,76	19,75
	10 652	18 311	663 \$	332 \$	331 \$	36,21 \$	18,13 \$	18,08 \$

	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Trimestre terminé le 30 juin 2007								
Ouest du Canada	8 012	11 320	306 \$	99 \$	207 \$	27,03 \$	8,75 \$	18,28 \$
Est du Canada	824	1 793	106	74	32	59,12	41,27	17,85
International	2 661	5 219	184	83	101	35,26	15,90	19,36
	11 497	18 332	596 \$	256 \$	340 \$	32,51 \$	13,96 \$	18,55 \$

	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Semestre terminé le 30 juin 2008								
Ouest du Canada	16 683	22 816	695 \$	259 \$	436 \$	30,46 \$	11,35 \$	19,11 \$
Est du Canada	1 615	3 578	264	189	75	73,78	52,82	20,96
International	5 580	10 335	492	254	238	47,61	24,58	23,03
	23 878	36 729	1 451 \$	702 \$	749 \$	39,51 \$	19,11 \$	20,40 \$

	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Semestre terminé le 30 juin 2007								
Ouest du Canada	16 829	22 629	654 \$	217 \$	437 \$	28,90 \$	9,59 \$	19,31 \$
Est du Canada	1 809	3 587	234	159	75	65,24	44,33	20,91
International	5 556	10 438	366	171	195	35,06	16,38	18,68
	24 194	36 654	1 254 \$	547 \$	707 \$	34,21 \$	14,92 \$	19,29 \$

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon ou au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'Ouest.

¹ Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes du secteur. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et en exploitation.

La variation de la production pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 est rapprochée comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin	Semestres terminés les 30 juin
Production en 2007	8 012	16 829
Baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	151	242
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	117	291
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(320)	(490)
Augmentation des interruptions planifiées à la centrale Genesee 3	(144)	(144)
Augmentation / (diminution) de la demande de clients	60	(36)
Divers	49	(9)
Production en 2008	7 925	16 683

La variation de la marge brute pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 est rapprochée comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin	Semestres terminés les 30 juin
Marge brute en 2007	207	437
Établissement de prix favorables	21	27
Baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	5	8
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(15)	(27)
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	6	16
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché	-	(4)
Augmentation des interruptions planifiées à la centrale Genesee 3	(6)	(6)
Hausse des coûts du charbon	(5)	(5)
Règlements commerciaux favorables en 2007	(12)	(12)
Divers	(4)	2
Marge brute en 2008	197	436

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel et un parc éolien en cours d'aménagement. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'Est.

La production pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 a diminué respectivement de 98 gigawattheures («GWh») et de 194 GWh, surtout à cause d'une baisse de la consommation spécifique de chaleur du marché à Sarnia.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, les marges brutes étaient comparables à celles des périodes correspondantes en 2007.

International

Nos actifs du secteur International comprennent des actifs des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon et des actifs des centrales hydroélectriques et géothermiques à divers emplacements aux États-Unis et des actifs de gaz naturel en Australie. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, la production a diminué de 660 GWh en raison des modifications de l'équipement à la centrale de Centralia (794 GWh) et de l'acheminement économique (386 GWh) à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancés par la baisse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia (545 GWh). Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, la production a légèrement augmenté par rapport à la même période en 2007, en raison de la réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia résultant des essais de brûlage du charbon du bassin fluvial de Powder en 2007, augmentation en partie compensée par la hausse des interruptions planifiées et la diminution de la production à la centrale thermique de Centralia en 2008.

La variation de la marge brute pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 est rapprochée comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin	Semestres terminés les 30 juin
Marge brute en 2007	101	195
Baisse de la production à la centrale thermique de Centralia	(27)	(1)
Établissement de prix favorables	30	44
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché	9	27
Taux de change défavorables	(7)	(28)
Divers	(5)	1
Marge brute en 2008	101	238

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont grimpé par rapport aux périodes correspondantes de 2007 surtout à cause de l'augmentation des interruptions planifiées à la centrale Genesee 3 et à la centrale thermique de Centralia. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le semestre terminé le 30 juin 2008 n'ont pas changé par rapport à la même période de 2007, puisque l'inflation a été contrebalancée au moyen de mesures visant la productivité.

Dotations aux amortissements

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, la dotation aux amortissements n'a pas changé par rapport à la même période en 2007. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, la dotation aux amortissements s'est accrue en raison de la mise hors service anticipée de certaines composantes par suite de modifications à l'équipement à la centrale thermique de Centralia.

EXPANSION DE L'ENTREPRISE ET COMMERCIALISATION : *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et de la négociation de contrats sur produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte des marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque est une mesure clé des activités de négociation du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.*

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est responsable de la gestion des activités commerciales liées à nos actifs de production existants. Ce secteur gère aussi la capacité de production disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en utilisant des contrats comportant diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport. De plus, ce secteur est chargé de mettre en valeur ou d'acquérir de nouveaux actifs de cogénération, de production éolienne, de production géothermique et de production hydroélectrique, et de recommander des possibilités d'optimisation du portefeuille. Les résultats de la totalité de ces activités sont inclus dans le secteur Production.

Pour une analyse approfondie du traitement comptable de nos opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la page 40 du rapport annuel de 2007.

Les résultats du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation sont comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Marge brute	45 \$	16 \$	60 \$	27 \$
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	8	20	17
Amortissement	1	1	1	1
Répartition des coûts intersectoriels	(8)	(7)	(15)	(14)
Charges d'exploitation	3	2	6	4
Bénéfice d'exploitation	42 \$	14 \$	54 \$	23 \$

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, les marges brutes se sont accrues par rapport à la même période en 2007, en raison de l'accroissement des volumes de négociation et du succès de la mise en œuvre de stratégies de négociation se rapportant à la demande régionale d'électricité et des écarts de prix.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 ont augmenté par suite de l'accroissement du personnel pour soutenir les activités commerciales.

La répartition des coûts intersectoriels pour ces périodes est comparable à celle des périodes correspondantes de l'exercice précédent.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	36 \$	37 \$	68 \$	76 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6	6	16	13
Intérêts créditeurs	(4)	(6)	(9)	(14)
Intérêts capitalisés	(3)	-	(7)	(1)
Intérêts débiteurs nets	35 \$	37 \$	68 \$	74 \$

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, les intérêts débiteurs nets ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2007, comme le montre le tableau suivant :

	Trimestres terminés les 30 juin	Semestres terminés les 30 juin
Intérêts débiteurs nets en 2007	37	74
Baisse de la dette à long terme	-	(4)
Hausse des soldes de la dette à court terme	-	3
Baisse des intérêts créditeurs provenant des acomptes	2	5
Hausse de l'intérêt capitalisé	(3)	(6)
Variation des taux de change	(1)	(4)
Intérêts débiteurs nets en 2008	35	68

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008 est comparable à celui des périodes correspondantes en 2007.

QUOTE-PART DE LA PERTE DE SOCIÉTÉS SATELLITES

Selon la note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA»), nos activités d'exploitation mexicaines sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Le 20 février 2008, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos activités mexicaines à InterGen. L'opération est assujettie aux approbations réglementaires au Mexique et aux conditions de clôture de l'opération et devrait être conclue avant la fin du troisième trimestre de 2008. Le tableau ci-après résume les informations clés sur ces activités.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Disponibilité (%)	98,9	94,8	98,6	95,8
Production (GWh)	925	861	1 785	1 440
Quote-part de la perte de sociétés satellites	- \$	(2) \$	(97) \$	(11) \$
Flux de trésorerie d'exploitation	4 \$	(4) \$	3 \$	14 \$
Intérêts débiteurs	4 \$	6 \$	9 \$	16 \$
			30 juin 2008	31 déc. 2007
Total de l'actif			456 \$	451 \$
Total du passif			374 \$	369 \$

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, la disponibilité a grimpé en raison d'une diminution des interruptions non planifiées à Campeche. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, la disponibilité a grimpé en raison d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées à Chihuahua et d'une diminution des interruptions non planifiées à Campeche.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, la production a grimpé à cause d'une diminution des interruptions non planifiées à Campeche et des interruptions planifiées à Chihuahua conjuguée à une hausse de la demande des clients aux deux installations.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites était de néant. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue par suite de la dépréciation de la vente prévue de notre placement au Mexique.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trimestres terminés		Semestres terminés	
	2008	les 30 juin 2007	2008	les 30 juin 2007
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	51 \$	63 \$	98 \$	139 \$
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(2)	(97)	(11)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites	51 \$	65 \$	195 \$	150 \$
Impôts sur les bénéfices avant rajustement pour modification de taux	4	14	18	34
Modification du taux d'imposition relatif à des périodes antérieures	-	(8)	-	(8)
Charge d'impôts selon les états financiers	4	6	18	26
Incidence fiscale de la baisse de valeur de la participation dans des sociétés satellites	-	-	28	-
Charge d'impôts avant la baisse de valeur de la participation dans des sociétés satellites	4	6	46	26
Bénéfice net avant la baisse de valeur de la participation dans des sociétés satellites	47 \$	60 \$	177 \$	125 \$
Taux d'imposition effectif (%) ¹	8	8	24	17

La charge d'impôts a diminué au cours du trimestre terminé le 30 juin 2008 en raison d'une diminution du bénéfice avant taxes et impôts.

La charge d'impôts sous-jacente a augmenté pour le semestre terminé le 30 juin 2008 comparativement à la même période en 2007 en raison de la hausse du bénéfice avant impôts et taxes. Le recouvrement de la dépréciation de notre placement au Mexique a plus que contrebalancé cette hausse du bénéfice avant impôts et taxes.

¹ Pour présenter les rapprochements aux fins de comparaison, le taux d'imposition effectif des années précédentes a été reclassé et calculé d'après le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre le bilan consolidé au 31 décembre 2007 et le bilan consolidé au 30 juin 2008 :

	Augmentation/ (diminution)	Explication
Charges payées d'avance	12	Calendrier des primes d'assurance et des autres charges payées d'avance
Impôts sur les bénéfices à recevoir	14	Charge d'impôts exigibles
Stocks	38	Hausse des stocks attribuable à une baisse de la production
Liquidités soumises à restrictions	(240)	Remboursement de fonds et baisse des taux de change
Placements	146	Emprunt visant la participation dans des sociétés satellites de 245 millions de dollars compensés en partie par une perte nette et une baisse de valeur des placements
Immobilisations corporelles, montant net	289	Acquisitions d'immobilisations, en partie contrebalancées par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et la dotation aux amortissements
Actifs destinés à être vendus, montant net	(29)	Les actifs déjà destinés à être vendus ont été reclassés dans les immobilisations corporelles
Actifs incorporels	(12)	Dotation aux amortissements et raffermissement du dollar canadien
Dette à court terme	(201)	Diminution nette de la dette à court terme
Créditeurs et charges à payer	66	Calendrier des paiements liés à l'exploitation
Dette à long terme avec recours (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	400	Émission de titres d'emprunts à long terme de 500 millions \$ US, compensée en partie par des remboursements de dette
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	679	Variations des prix
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(219)	Incidence fiscale sur l'augmentation des passifs nets de gestion du risque
Capitaux propres	(512)	Actions rachetées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires, dividendes déclarés et variations du cumul des autres éléments du résultat étendu contrebalancés en partie par le bénéfice net

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 7, à la page 85 du rapport annuel de 2007 et aux notes afférentes aux états financiers du deuxième trimestre pour des renseignements sur les instruments financiers. Au cours du trimestre considéré, la variation dans la situation de passif net des instruments financiers résulte des variations dans les prix futurs des contrats de notre secteur Production. La rubrique «Gestion du risque» du rapport de gestion présenté dans le rapport annuel décrit nos risques et précise comment nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2007.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Trimestres terminés les 30 juin	2008	2007	Explication
Trésorerie et équivalents de			
trésorerie au début de la période	58 \$	79 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	171	168	<p>En 2008, les rentrées de fonds étaient attribuables à un bénéfice au comptant de 171 millions de dollars.</p> <p>En 2007, les rentrées de fonds étaient attribuables à un bénéfice au comptant de 172 millions de dollars, annulé en partie par des flux de trésorerie affectés au fonds de roulement de 4 millions de dollars.</p>
Activités d'investissement	(221)	(99)	<p>En 2008, les sorties de fonds étaient surtout attribuables aux acquisitions d'immobilisations corporelles de 239 millions de dollars et à l'emprunt visant la participation dans des sociétés satellites de 245 millions de dollars en partie compensés par le remboursement de liquidités soumises à restrictions de 242 millions de dollars.</p> <p>En 2007, les sorties de fonds étaient surtout imputables aux acquisitions d'immobilisations corporelles de 140 millions de dollars, compensées en partie par le produit de la vente d'actifs de 23 millions de dollars et le remboursement de liquidités soumises à restrictions de 28 millions de dollars.</p>
Activités de financement	42	(101)	<p>En 2008, les rentrées de fonds étaient liées à l'émission de titres d'emprunt à long terme de 502 millions de dollars, compensée en partie par la réduction de titres d'emprunt à court terme de 137 millions de dollars, le remboursement d'une dette à long terme de 126 millions de dollars et des fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires de 119 millions de dollars, et les dividendes versés sur les actions ordinaires de 54 millions de dollars.</p> <p>En 2007, les sorties de fonds étaient imputables à des dividendes sur les actions ordinaires de 51 millions de dollars, au remboursement d'une dette à long terme de 11 millions de dollars, à la réduction de la dette à court terme de 25 millions de dollars, et aux distributions aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales de 20 millions de dollars.</p>
Conversion des devises	-	6	
Trésorerie et équivalents de	50 \$	53 \$	
trésorerie à la fin de la période			

Semestres terminés les 30 juin	2008	2007	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	51 \$	66 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	408	499	<p>En 2008, les rentrées de fonds sont attribuables à un bénéfice au comptant de 404 millions de dollars.</p> <p>En 2007, les rentrées de fonds étaient attribuables à un bénéfice au comptant de 370 millions de dollars et à une variation favorable du fonds de roulement de 129 millions de dollars imputable au recouvrement des produits de 2006 en 2007.</p>
Activités d'investissement	(334)	(154)	<p>En 2008, les sorties de fonds étaient surtout attribuables aux acquisitions d'immobilisations corporelles de 389 millions de dollars et à l'emprunt visant la participation dans des sociétés satellites de 245 millions de dollars, en partie compensés par le remboursement de liquidités soumises à restrictions de 245 millions de dollars et le produit de la vente d'actifs de 21 millions de dollars.</p> <p>En 2007, les sorties de fonds étaient surtout attribuables aux acquisitions d'immobilisations corporelles de 194 millions de dollars, en partie compensées par le produit de la vente d'immobilisations corporelles de 23 millions de dollars et la réduction des liquidités soumises à restrictions de 37 millions de dollars.</p>
Activités de financement	(78)	(364)	<p>En 2008, les sorties de fonds étaient attribuables à une réduction de la dette à court terme de 201 millions de dollars, au remboursement de la dette à long terme de 130 millions de dollars, aux fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires de 126 millions de dollars et aux dividendes versés sur les actions ordinaires de 105 millions de dollars, compensés en partie par 502 millions de dollars à l'émission de titres d'emprunt à long terme.</p> <p>En 2007, les sorties de fonds étaient attribuables à des dividendes sur actions ordinaires de 105 millions de dollars, au rachat de titres privilégiés de 175 millions de dollars, à la réduction de la dette à long terme de 23 millions de dollars, à la réduction de la dette à court terme de 32 millions de dollars et aux distributions aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales de 41 millions de dollars.</p>
Conversion des devises	3	6	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50 \$	53 \$	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les détails sur nos besoins de trésorerie et nos sources de financement figurent à la page 50 de notre rapport annuel de 2007.

Nous avons un total de 2,2 milliards de dollars de facilités de crédit consenties et non consenties, dont un montant de 0,9 milliard de dollars disponible qui n'a pas été prélevé au 30 juin 2008, et soumises aux modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2008, le crédit utilisé en vertu de ces facilités de 1,2 milliard de dollars comprend une dette à court terme de 450 millions de dollars, moins des fonds en caisse de 50 millions de dollars et des lettres de crédit de 828 millions de dollars.

Notre capacité à dégager suffisamment de flux de trésorerie d'exploitation, à court terme et à long terme, pour maintenir la capacité financière et la souplesse dont nous avons besoin et assurer la croissance prévue restera semblable à ce qu'elle est depuis le 31 décembre 2007. Au premier trimestre de 2008, nous avons reçu 116 millions de dollars de produits tirés des CAÉ de 2007 en raison du calendrier des paiements contractuels prévus. Par conséquent, ce calendrier de paiements entraînera la réception de produits sur 13 mois en 2008.

Le 30 juillet 2008, nous avons environ 198 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 juin 2008, nous comptons 1,8 million d'options sur actions à l'intention des employés en cours, dont le prix d'exercice pondéré était de 25,90 \$. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,33 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,1 million d'actions.

Le 1^{er} février 2008, 1 million d'options sur actions ont été attribuées à un prix d'exercice de 31,97 \$ à la TSX pour les employés canadiens et de 31,83 \$ US à la Bourse de New York («NYSE») pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2009 et expireront après dix ans.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales éventuelles, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2008, nous avons émis des lettres de crédit totalisant 828 millions de dollars comparativement à 550 millions de dollars au 31 décembre 2007. L'augmentation des lettres de crédit découle surtout d'une hausse des prix à terme de l'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique. Ces lettres de crédit garantissent certains montants compris dans notre bilan aux postes Passifs de gestion du risque et Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Il n'y a pas eu de changements importants au deuxième trimestre de 2008 dans les règlements sur l'environnement au Canada qui ont eu une incidence sur nos activités d'exploitation. Le gouvernement fédéral canadien continue d'élaborer des règlements en matière d'émissions de GES en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, avec l'objectif d'annoncer des projets de lois à l'automne 2008. Le secteur a pris part aux consultations auprès du gouvernement sur les détails de la conception des règlements. Ces règlements entreraient en vigueur en 2010.

Le programme sur les changements climatiques de l'Alberta en vertu de la *Specified Gas Emitters Act* reste en vigueur, et exige une réduction de l'intensité des émissions de 12 % en se fondant sur le seuil moyen de 2003 à 2005. Nous avons conçu des mesures afin d'atteindre les réductions ciblées pour 2008 et 2009, et continuons d'examiner nos options de conformité, y compris des ajouts à notre portefeuille de crédits compensatoires afin de couvrir le risque de non-conformité au-delà de cette période.

Le gouvernement de l'Alberta et le gouvernement fédéral sont en pourparlers au sujet de l'uniformisation des règlements sur les changements climatiques des deux compétences.

Le 8 juillet 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une initiative importante de 2 milliards de dollars afin de soutenir le développement de projets de captage et de stockage du carbone dans la province. La répartition de ces ressources devrait être réalisée à la fin de l'automne cette année. Nous avons l'intention de soumettre à l'étude notre projet pilote de captage et de stockage de carbone à base d'ammoniac réfrigéré, élaboré en collaboration avec Alstom Canada.

Nous continuons de faire des essais technologiques et des travaux de conception techniques poussés en préparation de l'installation du matériel de contrôle du mercure aux centrales thermiques de l'Alberta afin d'atteindre les objectifs de la province de réduction de mercure de 70 % d'ici 2010. Nous sommes en bonne voie de respecter cette échéance.

Aux États-Unis, l'État de Washington élabore un système de plafonnement et de négociation dans le but de gérer les émissions de GES. La première ébauche est prévue pour décembre 2008. Parallèlement, l'État de Washington est engagé avec d'autres États de l'ouest dans le cadre de la Western Climate Initiative dans le but d'examiner un système de plafonnement et de négociation régional pour le carbone. Pour l'instant, rien ne permet d'établir quelles seront les incidences de ces initiatives sur nos actifs alimentés au combustible fossile dans l'État de Washington.

PERSPECTIVES

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2008, les prix de l'électricité devraient demeurer fermes surtout en raison de la hausse des prix du gaz naturel dans toutes les régions. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, la production d'hydroélectricité devrait diminuer parallèlement à la réduction d'activité saisonnière. Les prix en Alberta devraient subir l'incidence surtout de la disponibilité des unités et des conditions météorologiques, mais aussi des prix du gaz naturel.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, après examen, nous avons recours à divers instruments matériels et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ce risque de prix. Se reporter aux pages 55 à 62 de notre rapport annuel pour une analyse détaillée des principaux risques et de nos activités et stratégies en matière de gestion du risque.

Lois sur l'environnement

Pour le reste de 2008, nous prévoyons davantage de clarté réglementaire sur les exigences futures concernant les émissions de GES. Si les règlements de l'Alberta sont clairs jusqu'à la fin de 2009, on ne sait pas quelle sera l'incidence des règlements fédéraux proposés sur les entreprises albertaines à partir de 2010. L'élaboration des règlements fédéraux prévus pour l'automne 2008 provoquera des discussions entre le gouvernement fédéral et les provinces au sujet des règles à appliquer et des instances qui les administreront. De même, nous prévoyons que les propositions de l'État de Washington seront prêtes d'ici décembre cette année, pour ce qui est de la conception du mécanisme axé sur le marché en vue du contrôle des GES dans cet État et possiblement dans les États voisins de la région.

En outre, cette année, nous prévoyons l'élaboration de plans fédéraux canadiens se rapportant aux réductions des émissions de polluants atmosphériques, tout d'abord au niveau des cibles et mécanismes de conformité figurant dans le cadre réglementaire. Nous avons l'intention de participer activement aux consultations menant à l'annonce de ces cibles.

Exploitation

Production, disponibilité et capacité

La capacité de production devrait augmenter en raison de l'achèvement de Kent Hills vers la fin de 2008. La production et la disponibilité devraient s'accroître au troisième et au quatrième trimestres par rapport au deuxième trimestre, en raison d'une baisse du nombre d'interruptions prévues pour fins d'entretien et du nombre d'interruptions non prévues.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est assujettie à des augmentations de coût en raison de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation, et des hausses des prix du diesel et des produits de base. Les variations saisonnières à nos mines d'extraction du charbon en Alberta sont réduites au minimum par l'application de coûts standard qui ont été rajustés de 5 millions de dollars au deuxième trimestre en raison de la hausse du prix du diesel. Cette hausse de prix du diesel devrait également accroître les coûts du charbon pour tout l'exercice jusqu'à concurrence de 15 millions de dollars. Nous prévoyons récupérer cette hausse dans le coût du diesel grâce aux indices intégrés dans les CAÉ de l'Alberta et constater une hausse correspondante de revenus des CAÉ de 2009. Toutefois, comme ces indices sont rajustés au cours d'une période de trois mois, la hausse des revenus des CAÉ en 2009 pourrait ou non être liée directement à l'augmentation des coûts pour toute la période de 2008.

Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes. Ces prix contractuels devraient augmenter légèrement en 2008 par rapport à ceux du premier et du deuxième trimestres en raison des contrats et de la hausse du prix des produits de base.

Nos installations alimentées au gaz sont peu exposées aux fluctuations du marché pour ce qui est des prix des produits de base énergétiques. Les contrats d'achat de gaz à long terme atténuent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz en vertu de contrats de vente à long terme. Les variations des marges électricité-combustible dont il est question à la rubrique «Prix de l'électricité» pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes alimentées au gaz. Nous n'avons pas conclu de contrats visant des produits de base à prix fixe pour le gaz jusqu'à présent à ces centrales, étant donné que les achats de gaz se feront au moment de l'établissement des prix sur le marché au comptant.

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par mégawattheure («MWh») de capacité installée varient d'un trimestre à l'autre et selon le calendrier et la nature des activités d'entretien. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh devraient être légèrement plus élevés au troisième trimestre en raison surtout de l'accroissement des activités d'entretien planifié aux centrales thermiques de l'Alberta, compensé en partie par une baisse des activités d'entretien planifié dans le reste des installations. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh de capacité installée devraient diminuer au quatrième trimestre surtout en raison de la diminution des activités d'entretien planifié.

Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de notre secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est touché par les prix sur le marché, les positions adoptées et la durée de ces positions. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser le bénéfice, tout en maintenant encore un profil de risque acceptable. Nos prévisions actuelles pour 2008 sont d'amener nos activités de négociation pour compte à dégager une marge brute annuelle variant de 60 millions de dollars à 80 millions de dollars.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain en compensant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêts, qui servent de couverture naturelle des produits libellés en devises.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets de 2008 devraient être supérieurs en raison surtout de la hausse des soldes de dettes et de la baisse des intérêts créditeurs. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

Situation de trésorerie et sources de financement

Étant donné qu'une plus grande instabilité des marchés de l'énergie et du gaz est prévue, les occasions de négociation sur le marché pourraient s'accroître, ce qui pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Pour atténuer ce risque d'illiquidité, nous maintenons des facilités de crédit consenties et non consenties de 2,2 milliards de dollars et surveillons les risques de façon à déterminer les besoins prévus de liquidités.

Au troisième trimestre de 2008, nous recevrons trois paiements en vertu des CAÉ par rapport à deux paiements reçus au cours de la même période de 2007.

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Le programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires a été renouvelé le 6 mai 2008 et se poursuivra jusqu'au 5 mai 2009. Les rachats seront effectués librement à la Bourse de Toronto selon la valeur du marché de ces actions au moment du rachat.

Projets et croissance

Les dépenses en immobilisations et les dépenses liées à nos principaux projets sont composées des dépenses engagées pour le maintien de nos activités d'exploitation courantes et de croissance.

Cinq projets de dépenses en immobilisations importants de croissance sont présentement en cours : Keephills 3, Kent Hills, Blue Trail, accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance et Summerview.

Ces projets sont sommairement décrits ci-après :

Projet	Total engagé (en millions)	Engagement prévu en 2008 (en millions)	Date d'achèvement prévue	Détails
Keephills 3	815 \$	320 - 330 \$	T1 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (225 MW, déduction faite de la participation) en partenariat avec EPCOR
Kent Hills	170 \$	135 - 145 \$	T4 2008	Parc éolien de 96 MW au Nouveau-Brunswick qui sera exploité en vertu d'un contrat d'achat d'électricité avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick
Blue Trail	115 \$	20 - 25 \$	T4 2009	Parc éolien de 66 MW dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de Sundance	75 \$	15 - 20 \$	T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre installation de Sundance
Summerview	123 \$	20 - 30 \$	T1 2010	Ajout de 66 MW de capacité à notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta
Total de l'accroissement	1 298 \$	510 - 550 \$		

Dépenses de maintien

Les dépenses de maintien comprennent l'entretien planifié, les dépenses normales liées au matériel et aux systèmes des centrales et aux infrastructures connexes, ainsi que les investissements dans nos mines. Pour 2008, les dépenses en immobilisations de maintien estimatives totales, compte non tenu des modifications apportées à l'exploitation de notre entreprise au Mexique, se situent entre 425 et 460 millions de dollars, et se répartissent comme suit :

- de 145 à 155 millions de dollars pour les dépenses en immobilisations habituelles;
- de 100 à 110 millions de dollars pour du matériel minier;
- de 70 à 75 millions de dollars pour les modifications de Centralia;
- de 110 à 120 millions de dollars pour l'entretien planifié, entraînant une perte d'environ 2 400 à 2 525 GWh.

Financement

Le financement de ces dépenses devrait provenir des flux de trésorerie d'exploitation et de la capacité d'emprunt actuelle.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, TAU, filiale en propriété exclusive de TransAlta, a conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par TransAlta Energy Corporation («TEC»), filiale en propriété exclusive de TransAlta, et EPCOR. TAU fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale Keephills 3 cesse définitivement ses activités ou jusqu'à ce que TAU et les partenaires mettent fin à l'entente, selon la première éventualité. Au 30 juin 2008, TAU avait reçu 22 millions de dollars de la société en commandite de Keephills 3, filiale en propriété exclusive de TransAlta, à titre de paiement anticipé pour le charbon devant être livré en vertu du contrat. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills doit commencer au premier trimestre de 2011.

En août 2006, nous avons conclu une entente avec CE Generation, LLC («CE Gen»), société sous contrôle commun de notre société et de MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican»), filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle nous achetons l'électricité disponible de certaines filiales de CE Gen selon un prix fixe. En outre, CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une de nos filiales, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), a conclu divers swaps sur transport avec TEC. TEC exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TEC offre également des services de gestion à la centrale thermique Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen l'approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour trois de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel, exprimé en volume de gaz, de l'opération représente le total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. Nous avons conclu un contrat en sens inverse avec un tiers et, par conséquent, nous avons limité le risque au risque de contrepartie.

MODIFICATIONS COMPTABLES ACTUELLES

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1^{er} décembre 2006, l'ICCA a publié deux nouvelles normes comptables contenues dans le *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers – présentation». Ces nouvelles normes sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2008.

Les nouveaux chapitres 3862 et 3863 du *Manuel de l'ICCA* remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», modifient et accroissent les exigences en matière d'informations à fournir, mais ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur les informations portant sur la nature et l'étendue des risques découlant des instruments financiers et la manière dont l'entité gère ces risques. Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Normes internationales d'information financière («IFRS»)

En 2005, le Conseil des normes comptables («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 13 février 2008, le CNC a confirmé que l'utilisation des IFRS sera exigée à compter du 1^{er} janvier 2011 avec les données comparatives appropriées de l'exercice précédent. En vertu des IFRS, il faudra présenter davantage d'informations, surtout dans les rapports trimestriels. De plus, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes au niveau des conventions comptables qui doivent retenir l'attention.

Le 31 décembre 2007, la Securities and Exchange Commission des États-Unis a approuvé des modifications réglementaires qui permettront à des émetteurs privés étrangers de publier des états financiers sans rapprochement avec les PCGR des États-Unis, s'ils sont dressés en utilisant la version en langue anglaise des IFRS telle qu'elle est publiée par l'International Accounting Standards Board.

Nous avons élaboré un plan de transition aux IFRS qui sera mis à exécution en janvier 2011. Une première enquête a été menée afin d'évaluer les incidences de leur mise en œuvre, y compris les changements aux conventions et processus comptables, aux systèmes d'information et à la gestion des affaires.

Une équipe a été formée afin d'analyser plus en profondeur les secteurs clés relevés dans le plan et travaille conjointement avec des ressources en technologies de l'information et en contrôle interne afin de déterminer les changements aux processus et aux systèmes ainsi que les contrôles appropriés de communication de l'information financière.

Les incidences de l'adoption des IFRS sur notre situation financière future et sur les résultats futurs ne peuvent être établies de manière raisonnable pour le moment. Nous évaluons avec soin les options transitoires offertes en vertu des IFRS à la date d'adoption ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées.

Selon nos premières observations, il y a de nombreuses similitudes entre les PCGR du Canada et les IFRS et les principales différences pour nous se situent vraisemblablement au niveau des immobilisations corporelles et de la perte de valeur des immobilisations, les révisions prévues aux IFRS existantes pouvant avoir des incidences pour la comptabilisation des coentreprises et des avantages postérieurs à la retraite.

Un comité directeur a été mis sur pied pour surveiller les progrès et les décisions critiques liés à la transition aux IFRS. Ce comité comprend des représentants des finances, des technologies de l'information, de la trésorerie, des relations avec les investisseurs, des ressources humaines et de l'exploitation. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les PCGR et, par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou plus significatives du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR, comme indicateur de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

Chaque unité économique est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon la marge brute et le bénéfice d'exploitation. Le bénéfice d'exploitation et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement de l'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

La marge brute et le bénéfice d'exploitation sont rapprochés du bénéfice net comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Marge brute	376 \$	356 \$	809 \$	734 \$
Charges d'exploitation	(283)	(265)	(527)	(505)
Bénéfice d'exploitation	93	91	282	229
Gain (perte) de change	-	5	(1)	5
Gain sur la vente de matériel	-	12	5	12
Intérêts débiteurs nets	(35)	(37)	(68)	(74)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(2)	(97)	(11)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	58	69	121	161
Participations sans contrôle	7	6	23	22
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	51	63	98	139
Charge d'impôts	4	6	18	26
Bénéfice net	47 \$	57 \$	80 \$	113 \$

La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison de 2008, nous avons exclu la dépréciation de notre placement au Mexique parce que la vente de ces activités est un rajustement non récurrent.

La variation de la durée de certaines parties composantes à la centrale thermique de Centralia a aussi été exclue, parce qu'elle est liée à la cessation des activités d'extraction minière à la mine de charbon Centralia et à la consommation uniquement de charbon fourni par des tiers. En outre, nous avons exclu les gains réalisés à la vente des actifs en 2007 et en 2008 de la mine de charbon Centralia anciennement exploitée, puisque nous n'avons pas l'habitude de céder des immobilisations corporelles aussi importantes. Nous avons exclus l'incidence des variations des taux d'imposition étant donné qu'elles ne se rapportent pas aux résultats de la période considérée.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice aux fins de comparaison	49 \$	42 \$	148 \$	98 \$
Vente d'actifs à Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	8	4	8
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, avant impôts et taxes	(2)	-	(7)	-
Recouvrement découlant de l'issue de positions fiscales incertaines	-	-	-	-
Dépréciation des placements, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(65)	-
Modification du taux d'imposition	-	7	-	7
Bénéfice net	47 \$	57 \$	80 \$	113 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	199	203	200	203
Résultat par action aux fins de comparaison	0,25 \$	0,20 \$	0,74 \$	0,48 \$

Les flux de trésorerie disponibles visent à présenter les liquidités dont nous disposons pour les dépenses en immobilisations de croissance, le remboursement de la dette avec recours ou le rachat d'actions ordinaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien pour le trimestre terminé le 30 juin 2008 représentent le total des dépenses en immobilisations d'après l'état des flux de trésorerie, moins 125 millions de dollars investis dans des projets de croissance. Pour la même période en 2007, nous avons investi 60 millions de dollars dans des projets de croissance. Pour les semestres terminés les 30 juin 2008 et 2007, nous avons investi respectivement 192 millions de dollars et 73 millions de dollars dans des projets de croissance.

Le calcul du rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie d'exploitation	171 \$	168 \$	408 \$	499 \$
Plus (moins) :				
Dépenses en immobilisations relatives au maintien	(114)	(80)	(197)	(121)
Dividendes sur actions ordinaires	(54)	(51)	(105)	(105)
Distributions aux participations sans contrôle des filiales	(27)	(20)	(44)	(41)
Remboursements de la dette sans recours	(2)	(37)	(2)	(46)
Calendrier des paiements contractuels prévus	-	-	(116)	(185)
Frais de fermeture de la mine Centralia	-	1	-	24
Flux de trésorerie de la participation dans des sociétés satellites	4	10	3	8
Flux de trésorerie disponibles	(22) \$	(9) \$	(53) \$	33 \$

Les flux de trésorerie liés aux participations dans des sociétés satellites représentent les flux de trésorerie d'exploitation provenant de nos sociétés satellites, moins les dépenses en immobilisations de maintien et de croissance de ces filiales.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	T3 2007	T4 2007	T1 2008	T2 2008
Produits	712 \$	783 \$	803 \$	708 \$
Bénéfice net	66	129	33	47
Résultat de base par action ordinaire	0,33	0,64	0,17	0,24
Résultat dilué par action ordinaire	0,33	0,64	0,17	0,24

	T3 2006	T4 2006	T1 2007	T2 2007
			<i>(retraité)</i>	
Produits	656 \$	752 \$	669 \$	612 \$
Bénéfice net (perte nette)	35	(146)	56	57
Résultat de base par action ordinaire	0,18	(0,72)	0,28	0,28
Résultat dilué par action ordinaire	0,18	(0,72)	0,28	0,28

RAJUSTEMENT DES RÉSULTATS DU PREMIER TRIMESTRE DE 2007

Le bénéfice net pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a été rajusté pour tenir compte de la correction d'une erreur qui s'est glissée dans les états financiers précédemment publiés. Après la publication des résultats du premier trimestre, la direction a décelé un écart dans le montant du gain latent constaté sur certains contrats qui ne répondent plus aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. L'écart est apparu après que des améliorations aient été apportées à notre système de négociation, entraînant la double comptabilisation de certains des contrats qui ne répondent plus aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. Par conséquent, la juste valeur de ces contrats additionnels a été reclassée par erreur dans l'état des résultats plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. L'incidence nette de cette erreur est donc que le bénéfice net constaté dans les états financiers précédemment publiés au premier trimestre a été réduit de 9,8 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes de 4,0 millions de dollars. Les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 ont été augmentés d'un montant après impôts et taxes correspondant de 9,8 millions de dollars. Le résultat par action qui en a résulté pour le premier trimestre de 2007 était de 0,28 \$ l'action, comparativement au résultat présenté initialement de 0,33 \$ l'action, soit une

réduction de 0,05 \$ l'action.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Comme il est exigé par la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), la direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun concernant notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et d'exploitation, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction était tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de l'exploitation et notre chef des finances ont attesté que, au 30 juin 2008, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion et d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Dans certains cas, les énoncés prospectifs sont indiqués par des termes tels que «peut», «fera», «croit», «s'attend à», «potentiel», «éventuel», «permet», «continue» et d'autres expressions similaires. Les énoncés prospectifs ont trait, entre autres, aux énoncés sur les occasions d'affaires prévues et le rendement financier de TransAlta. Ces énoncés ne sont pas des garanties du rendement futur de TransAlta et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent amener les résultats réels à différer de manière importante des résultats envisagés, y compris les risques importants et les hypothèses décrits dans le présent rapport de gestion aux rubriques «Perspectives» et «Contexte d'affaires» et dans le rapport de gestion de notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 à la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques». Certains des risques, des incertitudes et des facteurs comprennent, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants : les modifications des lois et règlements pouvant influencer sur les produits, les charges liées à la conformité en matière d'environnement, les coûts globaux, le coût et la disponibilité du combustible pour la production d'électricité, la rapidité et le degré de la concurrence sur le marché, les activités sur les marchés financiers mondiaux, la date et l'ampleur des variations des cours des produits de base, les taux d'intérêt en vigueur, les taux de change, les niveaux d'inflation et la conjoncture économique générale dans les secteurs géographiques où TransAlta exerce ses activités, les résultats des démarches de financement, les variations du risque de contrepartie et l'incidence des normes comptables publiées par les organismes de normalisation canadiens. Étant donné ces incertitudes, le lecteur ne doit pas se fier exagérément à ces énoncés prospectifs qui sont donnés à la date à laquelle ils sont exprimés dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TransAlta n'est nullement tenue de mettre à jour publiquement ou de réviser l'information prospective, qu'elle soit le résultat de nouvelles informations, d'événements futurs ou autres, sauf si la loi le prescrit.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

Non vérifié	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2008	30 juin 2007	2008	30 juin 2007
Produits	708 \$	612 \$	1 511 \$	1 281 \$
Combustible et achats d'électricité	(332)	(256)	(702)	(547)
Marge brute	376	356	809	734
Exploitation, entretien et administration	178	160	313	295
Amortissement (note 19)	100	100	204	199
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	5	10	11
Charges d'exploitation	283	265	527	505
Bénéfice d'exploitation	93	91	282	229
Gain (perte) de change	-	5	(1)	5
Gain sur la vente de matériel (note 8)	-	12	5	12
Intérêts débiteurs nets (note 9)	(35)	(37)	(68)	(74)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)	-	(2)	(97)	(11)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	58	69	121	161
Participations sans contrôle	7	6	23	22
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	51	63	98	139
Charge d'impôts	4	6	18	26
Bénéfice net	47 \$	57 \$	80 \$	113 \$
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	699	715	763	710
Dividendes sur actions ordinaires	(54)	(50)	(108)	(101)
Actions annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 12)	(52)	-	(95)	-
Solde à la fin de la période	640 \$	722 \$	640 \$	722 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	199	203	200	203
Résultat net par action, de base et dilué	0,24 \$	0,28 \$	0,40 \$	0,56 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	30 juin 2008	31 déc. 2007
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 2)	50 \$	51 \$
Débiteurs (notes 2 et 17)	540	546
Charges payées d'avance	21	9
Actifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	180	93
Actifs d'impôts futurs	136	40
Impôts sur les bénéfices à recevoir	63	49
Stocks (note 5)	68	30
	1 058	818
Liquidités soumises à restrictions (notes 2 et 6)	2	242
Placements (note 7)	271	125
Créances à long terme (note 10)	2	6
Immobilisations corporelles		
Coût	9 059	8 593
Amortissement cumulé	(3 653)	(3 476)
	5 406	5 117
Actifs destinés à être vendus, montant net (note 8)	-	29
Écart d'acquisition (note 19)	127	125
Actifs incorporels	197	209
Actifs d'impôts futurs	374	303
Actifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	39	122
Autres actifs	78	83
Total de l'actif	7 555 \$	7 179 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dettes à court terme (note 2)	450 \$	651 \$
Créditeurs et charges à payer (note 2)	539	473
Passifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	509	105
Impôts sur les bénéfices à payer	8	17
Passifs d'impôts futurs	12	12
Dividendes à verser	52	49
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 2, 9 et 22)	105	122
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 2 et 9)	29	32
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	44	43
	1 748	1 504
Dettes à long terme, avec recours (notes 2 et 9)	1 913	1 496
Dettes à long terme, sans recours (notes 2 et 9)	211	209
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	237	233
Crédits reportés et autres passifs à long terme	113	101
Passifs d'impôts futurs	585	637
Passifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	475	204
Participations sans contrôle	485	496
Capitaux propres		
Actions ordinaires (notes 11 et 12)	1 760	1 781
Bénéfices non répartis (note 12)	640	763
Cumul des autres éléments du résultat étendu (notes 1 et 12)	(613)	(245)
Total des capitaux propres	1 787	2 299
Total du passif et des capitaux propres	7 554 \$	7 179 \$

Éventualités (notes 15 et 17)

Engagements (notes 3, 15 et 16)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 22)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	47 \$	57 \$	80 \$	113 \$
Autres éléments du résultat étendu				
(Pertes) gains à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	(5)	(88)	62	(104)
Gains (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures d'établissements étrangers autonomes	5	108	(78)	123
Charge (recouvrement) d'impôts	3	20	(8)	21
	2	88	(70)	102
Pertes à la conversion d'établissements étrangers autonomes	(3)	-	(8)	(2)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(362)	(119)	(591)	(246)
Recouvrement d'impôts	(123)	(38)	(203)	(78)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(239)	(81)	(388)	(168)
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan de la période considérée	2	-	6	-
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bénéfice net de la période considérée	19	(5)	36	3
Charge (recouvrement) d'impôts	7	(1)	14	1
	14	(4)	28	2
Autres éléments du résultat étendu	(228)	(85)	(368)	(168)
Résultat étendu	(181) \$	(28) \$	(288) \$	(55) \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	2008	30 juin 2007	2008	30 juin 2007
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	47 \$	57 \$	80 \$	113 \$
Amortissement (note 19)	104	100	211	200
Gain sur la vente de matériel (note 8)	-	(12)	(5)	(12)
Participations sans contrôle	7	6	23	22
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	6	6	11	12
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 10)	(8)	(5)	(12)	(8)
Impôts futurs	5	5	(11)	(2)
Pertes latentes découlant des activités de gestion du risque	14	21	15	40
(Gain) perte de change	-	(5)	1	(5)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)	-	2	97	11
Autres éléments hors caisse	(4)	(3)	(6)	(1)
	171	172	404	370
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	-	(4)	4	129
Flux de trésorerie d'exploitation	171	168	408	499
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(239)	(140)	(389)	(194)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	5	23	21	23
Participation dans des sociétés satellites (note 7)	-	(9)	-	(19)
Liquidités soumises à restrictions (note 6)	242	28	245	37
Gains réalisés sur les instruments financiers	4	-	23	-
Emprunt visant la participation dans des sociétés satellites (note 7)	(245)	-	(245)	-
Divers	12	(1)	11	(1)
Flux de trésorerie d'investissement	(221)	(99)	(334)	(154)
Activités de financement				
Diminution de la dette à court terme	(137)	(25)	(201)	(32)
Remboursement de la dette à long terme (note 9)	(126)	(11)	(130)	(23)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(54)	(51)	(105)	(105)
Émission de titres de créance à long terme	502	-	502	-
Rachat de titres privilégiés	-	-	-	(175)
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 12)	(119)	-	(126)	-
Produit net à l'émission d'actions ordinaires (note 11)	3	5	14	10
Diminution des avances à TransAlta Énergie	-	1	-	2
Gains réalisés sur les instruments financiers	1	-	13	-
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(27)	(20)	(44)	(41)
Divers	(1)	-	(1)	-
Flux de trésorerie de financement	42	(101)	(78)	(364)
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	(8)	(32)	(4)	(19)
Incidence de la conversion de liquidités en devises	-	6	3	6
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(8)	(26)	(1)	(13)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	58	79	51	66
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50 \$	53 \$	50 \$	53 \$
Impôts au comptant payés	14 \$	15 \$	60 \$	37 \$
Intérêts au comptant payés	48 \$	51 \$	67 \$	77 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON VÉRIFIÉ)

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

1. CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés ne comprennent pas toutes les informations figurant dans les états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou «la société»). Par conséquent, les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la société.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés tiennent compte de tous les rajustements (qui consistent en des rajustements récurrents normaux et des charges à payer) qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats pour les périodes intermédiaires.

Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts connexes du combustible. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, période durant laquelle les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent habituellement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada à l'aide des mêmes conventions comptables que celles qui ont servi à la préparation des plus récents états financiers consolidés annuels de la société, sauf comme il est expliqué ci-après.

Principales modifications de conventions comptables

Le 1^{er} janvier 2008, la société a adopté deux nouvelles normes comptables contenues dans le *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers – présentation». Les chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», modifient et accroissent les exigences en matière d'information à fournir, et ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur les informations à fournir sur la nature et l'étendue des risques découlant des instruments financiers et la manière dont l'entité gère ces risques. Les informations à fournir requises par suite de l'adoption de ces chapitres figurent à la note 2.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière («IFRS»)

En 2005, le Conseil des normes comptables («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 13 février 2008, le CNC a confirmé que l'utilisation des IFRS sera exigée à compter du 1^{er} janvier 2011 avec les données comparatives appropriées de l'exercice précédent. En vertu des IFRS, il faudra présenter davantage d'informations, surtout dans les rapports trimestriels. De plus, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes relatives aux conventions comptables qui doivent retenir l'attention.

Le 31 décembre 2007, la Securities and Exchange Commission des États-Unis a approuvé des modifications réglementaires qui permettront à des émetteurs privés étrangers d'émettre des états financiers sans rapprochement avec les PCGR des États-Unis, s'ils sont dressés en utilisant la version en langue anglaise des IFRS telle qu'elle est publiée par l'International Accounting Standards Board.

TransAlta a élaboré un plan pour le passage aux IFRS d'ici janvier 2011. Une première enquête a été réalisée afin d'évaluer les incidences de l'adoption de ces normes, y compris des changements aux conventions et processus comptables, aux systèmes d'information et à la gestion des activités.

Une équipe a été mise sur pied afin d'analyser plus en profondeur les principaux points relevés dans le plan et travaille en collaboration avec des membres du personnel des technologies de l'information et du contrôle interne afin de déterminer les changements aux processus et aux systèmes qui seront nécessaires, ainsi que les contrôles appropriés en matière de présentation de l'information financière.

L'incidence globale de l'adoption des IFRS sur la situation financière future et sur les résultats futurs de TransAlta ne peut pas être raisonnablement calculée maintenant. TransAlta évalue attentivement les options de passage aux IFRS à la date de leur adoption, ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées.

Selon TransAlta, il existe à première vue de nombreuses similitudes entre les PCGR du Canada et les IFRS. Les principales différences pour TransAlta se manifesteront probablement à l'égard des immobilisations corporelles et de la dépréciation des actifs à long terme, et les modifications prévues aux IFRS existantes pourraient avoir une incidence sur la comptabilisation des coentreprises et des avantages complémentaires de retraite.

Un comité directeur a été créé afin de surveiller les progrès et les décisions cruciales se rapportant au passage aux IFRS. Ce comité compte des représentants des services financiers, de la technologie de l'information, de la trésorerie, des relations avec les investisseurs, des ressources humaines et de l'exploitation. Des rapports sont transmis régulièrement au comité de vérification et des risques et au conseil d'administration. Le comité de vérification et des risques reçoit aussi des comptes rendus trimestriels.

2. INSTRUMENTS FINANCIERS

A) Analyse des actifs financiers et des passifs financiers selon la base d'évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût après amortissement. Les informations présentées à la rubrique « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » de la note 1 T) afférente aux états financiers consolidés de 2007 de la société décrivent comment les catégories d'instruments financiers sont évaluées et comment les produits et charges, y compris les gains et pertes à la juste valeur, sont constatés. Le tableau suivant analyse les valeurs comptables des actifs et passifs financiers par catégorie au sens où l'entend le chapitre 3855 :

Valeur comptable des instruments financiers au 30 juin 2008

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	50 \$	- \$	50 \$
Débiteurs	- \$	- \$	540 \$	- \$	540 \$
Actifs de gestion du risque					
À court terme	111 \$	69 \$	- \$	- \$	180 \$
À long terme	32 \$	7 \$	- \$	- \$	39 \$
Liquidités soumises à restrictions	- \$	- \$	2 \$	- \$	2 \$
Passifs financiers					
Dette à court terme	- \$	- \$	- \$	450 \$	450 \$
Créditeurs et charges à payer	- \$	- \$	- \$	539 \$	539 \$
Passifs de gestion du risque					
À court terme	425 \$	84 \$	- \$	- \$	509 \$
À long terme	467 \$	8 \$	- \$	- \$	475 \$
Dette à long terme, avec recours ¹	- \$	- \$	- \$	2 018 \$	2 018 \$
Dette à long terme, sans recours ¹	- \$	- \$	- \$	240 \$	240 \$

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2007

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	51 \$	- \$	51 \$
Débiteurs	- \$	- \$	546 \$	- \$	546 \$
Actifs de gestion du risque					
À court terme	69 \$	24 \$	- \$	- \$	93 \$
À long terme	122 \$	- \$	- \$	- \$	122 \$
Liquidités soumises à restrictions	- \$	- \$	242 \$	- \$	242 \$
Passifs financiers					
Dette à court terme	- \$	- \$	- \$	651 \$	651 \$
Créditeurs et charges à payer	- \$	- \$	- \$	473 \$	473 \$
Passifs de gestion du risque					
À court terme	93 \$	12 \$	- \$	- \$	105 \$
À long terme	190 \$	14 \$	- \$	- \$	204 \$
Dette à long terme, avec recours ¹	- \$	- \$	- \$	1 618 \$	1 618 \$
Dette à long terme, sans recours ¹	- \$	- \$	- \$	241 \$	241 \$

¹ Inclut la tranche échéant à moins d'un an.

B) Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument dans un marché actif auquel la société a accès. En l'absence d'un marché actif, la société calcule les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, la société examine d'abord les intrants du marché observables de l'extérieur. Dans de rares cas, la société a recours à des paramètres sur les intrants qui ne sont pas fondés sur des données observables du marché.

I. Calculs des niveaux et classements

Les classements de niveau I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisés par la société sont définis comme suit :

Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès. Pour calculer les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau I, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange («NYMEX») et la Natural Gas Exchange («NGX»), ou obtenus directement des courtiers, des Bourses électroniques comme l'IntercontinentalExchange («ICE»), ou d'autres fournisseurs publics de données de marché disponibles.

Niveau II

Les justes valeurs sont déterminées en utilisant des données autres que les cours du marché qui sont observables pour les actifs ou les passifs, directement ou indirectement.

Les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques se situant dans la catégorie de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours du marché rajustés dans les marchés actifs pour des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base et les écarts liés à l'emplacement. Les justes valeurs de niveau II incluent également les justes valeurs déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans les marchés actifs, les volatilités implicites des options, ou les volatilités et les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, la société utilise des données autres que les cours du marché qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers où il existe une insuffisance du volume des opérations ou une absence d'opérations récentes, la société se fie aux données sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et d'autres informations comme les écarts de taux de crédit.

Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données sur l'actif ou le passif qui ne sont pas déjà observables.

Dans des cas restreints, le secteur des opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou les profils de demande.

L'évaluation de la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers de la société sont décrites ci-dessous :

Au 30 juin 2008	Juste valeur¹			Total	Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III		
Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur					
Passifs (actifs) nets de gestion du risque ²	857 \$	(86) \$	(6) \$	765 \$	765 \$
Dette à long terme	- \$	207 \$	- \$	207 \$	207 \$
Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur					
Dette à long terme	- \$	2 037 \$	- \$	2 037 \$	2 051 \$

Au 31 décembre 2007	Juste valeur¹			Total	Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III		
Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur					
Passifs (actifs) nets de gestion du risque ²	251 \$	(156) \$	(1) \$	94 \$	94 \$
Dette à long terme	- \$	310 \$	- \$	310 \$	310 \$
Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur					
Dette à long terme	- \$	1 577 \$	- \$	1 577 \$	1 549 \$

¹ Exclut les actifs et passifs financiers dont la valeur comptable se rapproche de la juste valeur en raison de la nature liquide des actifs ou passifs (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, débiteurs, dette à court terme et créditeurs et charges à payer).

² Inclut le montant net des opérations sur les produits énergétiques et des autres actifs et passifs de gestion du risque (note 3).

II. Justes valeurs calculées en utilisant des modèles d'évaluation (niveaux II et III)

Les justes valeurs calculées en utilisant des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses. Lorsque les hypothèses et les données sont fondées sur des données du marché déjà observables, les justes valeurs sont classées dans le niveau II. Les données importantes pour les modèles d'évaluation et les formules de régression ou d'extrapolation comprennent les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de change, les écarts de taux de crédit, les volatilités implicites, les volatilités et les corrélations entre les produits provenant des prix historiques, et le prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, le cas échéant.

Lorsque les justes valeurs ont été obtenues en utilisant des modèles d'évaluation d'après des données ou hypothèses non observables ou développées à l'interne (justes valeurs de la gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques de niveau III), les données clés incluent des données historiques comme le rendement des centrales, la congestion du transport ou les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés.

L'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées n'entraînerait pas des justes valeurs très différentes.

Le montant total de la variation de la juste valeur, estimé en utilisant une technique d'évaluation avec des données non observables, pour des actifs et passifs financiers évalués et comptabilisés à la juste valeur, qui ont été constatés dans le bénéfice avant impôts et taxes pour le semestre terminé le 30 juin 2008, correspond à un gain de 14 millions de dollars. Un rapprochement des fluctuations des justes valeurs de gestion du risque par niveau, ainsi que des informations additionnelles sur le gain (ou la perte) de niveau III, figure à la note 3.

C) Gains et pertes à la création

La plupart des instruments dérivés de la société sont cotés sur des marchés actifs ou hors Bourse par les courtiers. Cependant, certains instruments dérivés ne sont pas négociés sur une Bourse active et exigent l'utilisation de techniques ou modèles d'évaluation internes.

Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la constatation initiale (le prix d'opération) et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce gain latent ou cette perte latente à la création est constaté(e) dans le bénéfice net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un cours du marché dans un marché actif, des opérations du marché courantes observables qui sont pratiquement les mêmes ou fondées sur une technique d'évaluation faisant appel aux données du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est reportée au bilan dans les actifs et passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques, et est constatée dans les résultats sur la durée du contrat correspondant. Cette différence doit être constatée dans le bénéfice net, et le rapprochement des variations au cours de la période se présente comme suit :

Aux	30 juin 2008	31 décembre 2007
Gain non amorti au début de la période	5 \$	8 \$
Nouvelles opérations	-	4
Constaté dans les états des résultats au cours de la période :		
Amortissement	(3)	(7)
Échéance ou résiliation	-	-
Variation des taux de change	-	-
Gain non amorti à la fin de la période	2 \$	5 \$

D) Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue des risques découlant des instruments financiers, au sens où l'entend le chapitre 3862. Toutefois, pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue des risques auxquels la société est exposée, il faudrait lire également l'analyse de la gestion du risque de la société figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

I. Risque de marché

a) Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations de certains prix de produits de base des activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustibles connexes de la société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences prévues en achat, vente et utilisation. Par conséquent, ces contrats, appelés contrats de vente et d'achat dans le cours normal des affaires, ne sont pas considérés comme des instruments financiers selon le chapitre 3855. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix

des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la société et aux dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la société.

La société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base (la «politique») qui régit les opérations portant sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base à son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux activités des produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés sur ces activités.

i) Risque lié au prix des produits de base – Négociation pour compte propre

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de la société dirige les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et des contrôles, y compris la limite de la valeur à risque («VaR»). Le conseil d'administration approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimative avant impôts et taxes qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociations pour compte propre de la société sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique.

La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas pris en compte par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours; cependant, cette situation n'est possible que si le marché devient illiquide.

La société reconnaît les limites de la VaR et utilise activement d'autres contrôles, y compris les restrictions sur les instruments autorisés, les limites volumétriques et de temps, le test de tension des divers portefeuilles et du portefeuille total de négociation pour compte propre, et les examens de la direction lorsque les limites de la perte sont dépassées.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le bénéfice net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 juin 2008, la VaR associée aux activités de négociation pour compte propre de la société était de 8 millions de dollars.

ii) Risque lié au prix des produits de base – Production

Le secteur Production utilise divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base associés à la production d'électricité, aux achats de combustibles, aux émissions, et aux sous-produits, qu'il juge appropriés. Un plan de gestion du risque lié aux produits de base est dressé et approuvé chaque année, et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles, et l'approbation des opérations sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle des bénéfices présentés par la société.

De plus, certains contrats de vente d'électricité ne sont pas admissibles comme contrats d'achat et de vente dans le cours normal des affaires. Ces contrats sont conçus comme des couvertures globales et sont donc comptabilisés comme des couvertures de flux de trésorerie conformément au chapitre 3865. Contrairement à un dérivé financier typique utilisé dans une relation de couverture, qui entraîne un règlement net avec la contrepartie, ces contrats n'entraîneront pas de sorties nettes de fonds pour la société, même si leur juste valeur entraîne actuellement un passif au bilan de la société, lorsque la société livrera l'électricité au prix fixé en vertu du contrat, et recevra le paiement comptant pour cette livraison.

Les fluctuations des prix du marché associées aux couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au contraire, les variations de la juste valeur sont reportées jusqu'au règlement au moyen des autres éléments du résultat étendu, moment auquel le gain net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert influe sur le bénéfice net. Au 30 juin 2008, la VaR associée aux dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de production s'établissait à 103 millions de dollars.

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut de contrats d'achat ou de vente dans le cours normal des affaires ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. Lorsque cela n'est pas possible, les opérations sont traitées comme détenues à des fins de transaction. Elles incluent, par exemple, les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les opérations d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes. Les variations des prix du marché associés à ces opérations ont une incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2008, la VaR associée aux dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans le secteur de la production, mais qui ne sont pas désignés comme couverture, était de néant.

b) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier peuvent fluctuer en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque de taux d'intérêt que court la société, et de la manière de gérer ce risque, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, l'incidence sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu découlant des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable de la société, les actifs portant intérêt et les instruments dérivés sur taux d'intérêt détenus à des fins de transaction en cours à la date du bilan n'est pas importante.

c) Risque de change

La société court des risques à l'égard de diverses devises, comme l'euro, et les dollars américain et australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du bénéfice de ces activités, et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque de taux de change, de l'exposition de la société à ce risque et de la manière dont elle gère celui-ci, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

Les sensibilités au risque de change exigées conformément au chapitre 3862, et décrites ci-dessous, sont limitées aux risques qui surviennent pour les instruments financiers libellés en devises autres que la monnaie de fonctionnement dans laquelle ils sont négociés et évalués.

L'incidence sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu pour le semestre terminé le 30 juin 2008 découlant des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date du bilan est présentée ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution de 4 % de ces devises par rapport au dollar canadien est la variation la plus raisonnablement possible et est conforme à l'écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

Devise	Diminution du bénéfice net ¹	Gain des autres éléments du résultat étendu ¹
Euro	- \$	5 \$
USD	2	3
AUD	3	-
Total	5 \$	8 \$

¹ Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire. Les montants sont présentés avant impôts et taxes.

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionneront une perte financière à la société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, et le risque pour la société associé aux variations de la solvabilité des entités s'il existe une exposition au risque commercial. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque de crédit que court la société, et de la manière dont elle gère celui-ci, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 juin 2008, sans tenir compte de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables réelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit sont les types principaux de garanties détenues en guise de sûreté par rapport à ces montants.

La société utilise les cotes de solvabilité externes, ainsi que les cotes de solvabilité internes dans les situations où des cotes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les plafonds de crédit des contreparties. Le tableau suivant décrit la distribution, par cote de solvabilité, des actifs financiers qui ne sont pas en souffrance ni impayés :

	Notation de première qualité %	Notation faible %	Total %
Débiteurs	94	6	100
Actifs de gestion du risque	95	5	100

La société utilise une provision pour créances douteuses afin de comptabiliser les créances éventuellement irrécouvrables associées à ses comptes clients, dont le solde n'a pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2007.

III. Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que la société puisse éprouver des difficultés à respecter ses obligations associées aux passifs financiers et aux engagements liés aux garanties exigées dans les divers contrats. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque d'illiquidité que court la société, et de la manière dont elle gère celui-ci, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la société se présente comme suit :

	2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Dette à court terme	450 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	450 \$
Créditeurs et charges à payer	539	-	-	-	-	-	539
Dette à long terme ¹	125	238	29	251	330	1 281	2 254
Passifs de gestion du risque des opérations sur produits énergétiques ²	262	287	185	78	15	-	827
Autres passifs (actifs) de gestion du risque ³	1	(47)	(4)	(6)	-	(6)	(62)
Total	1 377 \$	478 \$	210 \$	323 \$	345 \$	1 275 \$	4 008 \$

¹ Exclut l'incidence des dérivés.

² Les passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques comprennent des actifs et passifs nets de gestion du risque, lorsque le résultat net est un passif.

³ Les autres actifs et passifs de gestion du risque comprennent les actifs et passifs nets de gestion du risque, lorsque le résultat net est un actif.

E) Instruments financiers donnés en garantie

Au 30 juin 2008, 130 millions de dollars (200 millions de dollars au 31 décembre 2007) des actifs financiers de TransAlta Utilities Corporation («TAU»), filiale en propriété exclusive de TransAlta, ont été donnés en garantie de 150 millions de dollars des débentures publiques de la société. Si TAU manque à ses obligations à l'égard de ces débentures, les détenteurs de débentures auront la priorité sur ces actifs.

Au 30 juin 2008, 62 millions de dollars (53 millions de dollars au 31 décembre 2007) des actifs financiers liés à la quote-part de la société dans CE Gen ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. Si un manquement survient, les détenteurs de titres d'emprunt auront la priorité sur ces actifs.

F) Gains et pertes sur les instruments financiers

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de la société utilise divers dérivés dans ses activités de négociation pour compte propre, et les actifs et passifs correspondants sont classés comme détenus à des fins de transaction. Comme il est décrit à la note 1 C) afférente aux états financiers consolidés de 2007 de la société, les gains nets réalisés et latents sont présentés comme des produits du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté des gains et pertes nets réalisés et latents de 45 millions de dollars (16 millions de dollars au 30 juin 2007). Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté des gains et pertes nets réalisés et latents de 60 millions de dollars (27 millions de dollars au 30 juin 2007) (note 19).

Les intérêts débiteurs nets présentés dans les états des résultats consolidés incluent les intérêts créditeurs et débiteurs, respectivement, sur les actifs financiers portant intérêt de la société, principalement la trésorerie et les équivalents de trésorerie, et ses passifs financiers portant intérêt, surtout la dette à court et à long terme. Les intérêts débiteurs sont calculés en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif (*note 9*). Les dérivés sur taux d'intérêt qui ne sont pas désignés comme couvertures sont classés comme détenus à des fins de transaction, le gain net ou la perte nette étant aussi comptabilisé dans les intérêts débiteurs nets.

Les instruments dérivés sur taux de change qui ne sont pas désignés comme couvertures sont également classés comme détenus à des fins de transaction, le gain net ou la perte nette étant comptabilisé dans le gain ou la perte de change.

Le gain net ou la perte nette inclus dans le bénéfice pour la période actuelle et les périodes précédentes comparables à l'égard des dérivés sur taux d'intérêt ou de change détenus à des fins de transaction est négligeable.

3. ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

Les actifs et passifs de gestion du risque sont divisés en deux grandes catégories : 1) ceux utilisés dans les secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition (opérations sur les produits énergétiques), et 2) ceux utilisés dans le cadre de la couverture d'opérations sur les produits non énergétiques, de la dette et de l'investissement net dans des filiales étrangères autonomes (autres actifs et passifs de gestion du risque).

L'ensemble des soldes présentés dans les actifs et passifs de gestion du risque est comme suit :

Aux	30 juin 2008			31 déc. 2007		
Bilans – Totaux	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
Actifs de gestion du risque						
À court terme	112 \$	68 \$	180 \$	34 \$	59 \$	93 \$
À long terme	21	18	39	(4)	126	122
Passifs de gestion du risque						
À court terme	(485)	(24)	(509)	(87)	(18)	(105)
À long terme	(475)	-	(475)	(192)	(12)	(204)
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours	(827) \$	62 \$	(765) \$	(249) \$	155 \$	(94) \$

Opérations sur les produits énergétiques

Les valeurs des actifs et passifs de gestion du risque liés aux opérations sur les produits énergétiques sont incluses dans les bilans consolidés comme suit :

Aux	30 juin 2008			31 déc. 2007
Bilan – Opérations sur les produits énergétiques	Couvertures	Autres que couvertures	Total	Total lié aux opérations sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
À court terme	43 \$	69 \$	112 \$	34 \$
À long terme	14	7	21	(4)
Passifs de gestion du risque				
À court terme	(418)	(67)	(485)	(87)
À long terme	(467)	(8)	(475)	(192)
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours	(828) \$	1 \$	(827) \$	(249) \$

Le tableau suivant illustre la présentation des variations de juste valeur des actifs et passifs nets de gestion du risque liés aux opérations sur les produits énergétiques de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours du semestre terminé le 30 juin 2008.

	<u>Couvertures</u>			<u>Autres que couvertures</u>			<u>Total</u>		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours au 31 déc. 2007	(261) \$	-	-	10 \$	1 \$	1 \$	(251) \$	1 \$	1 \$
Variations de la valeur liquidative attribuables aux :									
Variations du marché	(530)	3	-	(20)	3	11	(550)	6	11
Nouveaux contrats conclus au cours de la période	(22)	17	-	11	2	3	(11)	19	3
Contrats réglés au cours de la période	(12)	-	-	(11)	(1)	(9)	(23)	(1)	(9)
Variation des taux de change	(22)	(1)	-	-	-	-	(22)	(1)	-
Transferts au ou hors du niveau III	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours au 30 juin 2008	(847) \$	19 \$	- \$	(10) \$	5 \$	6 \$	(857) \$	24 \$	6 \$
Information additionnelle sur le gain (la perte) au niveau III :									
Variation totale de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu			-			-			-
Variation totale de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts et taxes			-			5			5
Variation totale de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts et taxes lié aux actifs nets détenus au 30 juin 2008			-			14			14

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production.

L'échéance prévue du règlement des contrats susmentionnés pour chacune des cinq années civiles suivantes et par la suite se présente comme suit :

		2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	(268) \$	(296) \$	(190) \$	(78) \$	(15) \$	- \$	(847) \$
	Niveau II	6	8	5	-	-	-	19
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Autres que couvertures	Niveau I	(8) \$	(2) \$	- \$	- \$	- \$	- \$	(10) \$
	Niveau II	3	2	-	-	-	-	5
	Niveau III	5	1	-	-	-	-	6
Total	Niveau I	(276) \$	(298) \$	(190) \$	(78) \$	(15) \$	- \$	(857) \$
	Niveau II	9	10	5	-	-	-	24
	Niveau III	5	1	-	-	-	-	6
Total global		(262) \$	(287) \$	(185) \$	(78) \$	(15) \$	- \$	(827) \$

Les positions de négociation pour compte propre à prix fixe de la société au 30 juin 2008 et au 31 décembre 2007 se présentaient comme suit :

Unités (en milliers)	Électricité (MWh)	Gaz naturel (GJ)	Transport (MWh)	Charbon (tonnes)	Émissions (tonnes)
Payeur de prix fixe, notionnel, 30 juin 2008	23 114	64 002	1 979	1 670	28
Payeur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2007	16 189	54 523	1 854	1 644	6
Receveur de prix fixe, notionnel, 30 juin 2008	22 398	69 081	-	1 670	32
Receveur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2007	16 009	61 977	-	1 644	15
Durée maximale en mois, 30 juin 2008	18	18	9	18	6
Durée maximale en mois, 31 décembre 2007	24	12	6	23	2

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les valeurs des actifs et passifs de gestion du risque liés aux opérations sur les produits non énergétiques figurant aux bilans consolidés sont comme suit :

Aux	30 juin 2008			31 déc. 2007
Bilan – Autres	Couvertures	Autres que couvertures	Total	Total lié aux opérations sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
À court terme	68 \$	- \$	68 \$	59 \$
À long terme	18	-	18	126
Passifs de gestion du risque				
À court terme	(7)	(17)	(24)	(18)
À long terme	-	-	-	(12)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	79 \$	(17) \$	62 \$	155 \$

Le tableau suivant illustre la présentation des variations de juste valeur des autres actifs et passifs nets de gestion du risque de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours du semestre terminé le 30 juin 2008 :

	Couvertures ¹	Autres que couvertures ¹	Total
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 31 déc. 2007	168 \$	(13) \$	155 \$
Variations de la valeur liquidative attribuables aux :			
Variations du marché	(47)	(4)	(51)
Nouveaux contrats conclus au cours de la période	7	-	7
Contrats réglés au cours de la période	(49)	-	(49)
Variation des taux de change	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 30 juin 2008	79 \$	(17) \$	62 \$

¹ Tous les autres actifs et passifs de gestion du risque sont classés dans le Niveau II.

Les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs dans la mesure où les opérations ont été réglées au cours de la période ou qu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture. Dans la mesure où ces couvertures demeurent efficaces et répondent aux conditions d'application de la comptabilité de couverture, la variation de valeur des contrats existants ou des nouveaux contrats sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'au règlement de l'instrument ou jusqu'à la réduction de l'investissement net.

L'échéance prévue du règlement des contrats de niveau II susmentionnés pour chacune des cinq années civiles suivantes et par la suite se présente comme suit :

	2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Couvertures	- \$	63 \$	4 \$	6 \$	- \$	6 \$	79 \$
Autres que couvertures	(1)	(16)	-	-	-	-	(17)
Total global	(1) \$	47 \$	4 \$	6 \$	- \$	6 \$	62 \$

Gestion du risque de crédit

La société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties de respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de conclure ceux-ci. La société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des opérations liés aux produits de base, la société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec la contrepartie. TransAlta est exposée à un risque de crédit minimal pour les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») de l'Alberta, car toutes les créances sont en grande partie garanties par des lettres de crédit.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des montages et des opérations liés aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, au 30 juin 2008, était de 39 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2007).

4. ACTIVITÉS DE COUVERTURE

Des instruments financiers dérivés et non dérivés sont utilisés afin de gérer le risque à l'égard des intérêts, des prix des produits de base, des devises, du crédit et des autres risques du marché. Lorsque les instruments dérivés sont utilisés afin de gérer ses propres risques, la société établit pour chaque instrument dérivé si la comptabilité de couverture est admissible. Si c'est le cas et si la société choisit d'appliquer la comptabilité de couverture, une relation de couverture est désignée comme une couverture de juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. L'instrument dérivé doit être très efficace pour atteindre l'objectif de contrebalancer les variations de juste valeur ou de flux de trésorerie attribuables au risque couvert à la fois au début de la couverture et sur la durée de celle-ci. Si on détermine que l'instrument dérivé n'est pas très efficace comme couverture, la comptabilité de couverture sera abandonnée prospectivement.

Couvertures de juste valeur

Les swaps de taux d'intérêt sont utilisés afin de couvrir l'exposition aux variations de juste valeur d'un instrument à taux d'intérêt fixe occasionnées par les variations des taux d'intérêt. Des contrats de change sont également utilisés afin de couvrir les actifs et passifs libellés en devises.

Aucune tranche inefficace des couvertures de juste valeur n'a été comptabilisée pour les trimestres et les semestres terminés les 30 juin 2008 et 30 juin 2007.

Couvertures de flux de trésorerie

Des contrats de vente et d'achat à terme, ainsi que des contrats de change, sont utilisés afin de couvrir la variabilité des flux de trésorerie futurs. Toutes les composantes de la variation de juste valeur de chaque instrument dérivé ont été incluses dans l'évaluation de l'efficacité de la couverture de flux de trésorerie.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, une perte latente avant impôts et taxes de 362 millions de dollars (119 millions de dollars au 30 juin 2007) a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu à hauteur de la partie efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 19 millions de dollars (5 millions de dollars au 30 juin 2007) relatif aux montants liés précédemment aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé dans le résultat net.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, une perte latente avant impôts et taxes de 591 millions de dollars (246 millions de dollars au 30 juin 2007) a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu pour la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 36 millions de dollars (3 millions de dollars au 30 juin 2007) relatif aux montants liés précédemment aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net. Aucun gain latent ni perte latente net n'a été comptabilisé au titre de la tranche inefficace.

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 247 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations des éléments qui précèdent. La direction n'est donc pas en mesure de prévoir les montants réels qui seront défalqués du cumul des autres éléments du résultat étendu pour être portés ou imputés en résultat net (positifs ou négatifs) au cours des 12 prochains mois. Ces contrats ont une durée maximale de cinq ans.

Couvertures de l'investissement net

Les contrats de change et les passifs libellés en devises sont utilisés afin de gérer le risque de change sur l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes de la société ayant une monnaie de fonctionnement autre que le dollar canadien. Des charges libellées en devises sont également utilisées pour aider à gérer le risque de change sur les bénéfices tirés des établissements étrangers autonomes.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, la perte nette après impôts et taxes de 3 millions de dollars (néant au 30 juin 2007) liée à l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, la perte nette après impôts et taxes de 8 millions de dollars (2 millions de dollars au 30 juin 2007) liée à l'investissement net dans les établissements étrangers, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

Le tableau suivant présente la juste valeur des instruments dérivés classés selon le type de relation de couverture, de même que les instruments dérivés qui ne sont pas désignés dans des relations de couverture :

Aux	30 juin 2008				31 déc. 2007	
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de placement net	Non désigné dans une relation de couverture	Total	Total
Actifs financiers						
Instruments dérivés	6 \$	64 \$	73 \$	76 \$	219 \$	215 \$
Passifs financiers						
Instruments dérivés	- \$	(888) \$	(4) \$	(92) \$	(984) \$	(309) \$

La dette libellée en dollars américains ayant une valeur nominale de 1,2 milliard de dollars américains a été désignée dans le cadre de la couverture des comptes des établissements étrangers autonomes de TransAlta.

5. STOCKS

Les stocks représentent le charbon et le gaz naturel qui sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moindre des deux montants. Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2008	31 déc. 2007
Charbon	61 \$	23 \$
Gaz naturel	6	7
Crédits d'émission achetés	1	-
Total	68 \$	30 \$

L'augmentation des stocks de charbon au 30 juin 2008 par rapport au 31 décembre 2007 est principalement attribuable à la diminution de la production aux centrales thermiques de l'Alberta et à la centrale thermique de Centralia.

La variation des stocks est présentée ci-dessous :

Solde au 31 décembre 2007	30 \$
Ajouts, montant net	37
Variation des taux de change	1
Solde au 30 juin 2008	68 \$

Aucun stock n'a été donné en nantissement à l'égard de passifs.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, il n'y a eu aucune dépréciation des stocks par rapport à leur valeur comptable, et aucune moins-value n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et reprise par la suite dans les bénéfices.

6. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions se composent de fonds liés au service de la dette qui sont juridiquement grevés d'une affectation et nécessitent que soient conservés des soldes minimums précis correspondant au prochain versement sur la dette; elles comprennent aussi des montants affectés aux dépenses en immobilisations et aux dépenses d'entretien.

La variation des liquidités soumises à restrictions est présentée ci-dessous :

Solde au 31 décembre 2007	242 \$
Montant remboursé à TransAlta	(245)
Variation des taux de change	5
Solde au 30 juin 2008	2 \$

Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2008, une filiale a liquidé une position en vertu d'un contrat de dérivés de crédit. Le placement dans des billets détenus dans une fiducie à titre de garantie de l'obligation d'une filiale en vertu de ce contrat a été remis à la filiale.

7. PLACEMENTS

Les placements représentent principalement l'investissement de TransAlta dans les activités mexicaines en propriété exclusive de la société. Selon la note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'ICCA, les activités d'exploitation mexicaines de TransAlta sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Le 20 février 2008, TransAlta a annoncé la vente des activités mexicaines à InterGen Global Ventures B.V. («InterGen») en contrepartie de 303,5 millions de dollars américains. Puisque des modifications doivent être apportées à divers contrats afin de satisfaire aux nouvelles exigences réglementaires du Mexique en matière d'établissement des prix du gaz, l'opération devrait être conclue d'ici la fin du troisième trimestre de 2008. TransAlta a comptabilisé une charge de 65 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes, aux résultats du premier trimestre pour refléter l'écart estimatif entre la valeur comptable nette et le prix de vente net prévu de ces actifs. La charge brute de 93 millions de dollars est constatée dans la quote-part de la perte de sociétés satellites.

Les changements au titre des placements sont présentés ci-dessous :

Solde d'ouverture au 31 décembre 2007	125 \$
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(97)
Emprunt visant la participation dans des sociétés satellites	245
Divers	(2)
Solde de fermeture au 30 juin 2008	271 \$

8. ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE VENDUS

Au cours du semestre terminé le 30 juin 2008, le matériel minier d'une valeur comptable nette de 2 millions de dollars lié à la cessation des activités minières à la mine de charbon Centralia a été vendu pour un produit de 7 millions de dollars; le reste du matériel minier et du matériel de restauration a été reclassé dans les immobilisations corporelles parce qu'il est conservé pour les activités de restauration.

9. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Encours	30 juin 2008			31 déc. 2007		
	Valeur comptable	Coût	Intérêt ¹	Valeur comptable	Coût	Intérêt ¹
Débetures, échéant de 2008 à 2033	837 \$	831 \$	6,5 %	956 \$	946 \$	6,5 %
Billets de premier rang (1 100 M\$ US en 2008, 600 M\$ US en 2007)	1 112	1 114	6,4 %	588	586	6,3 %
Dettes sans recours	240	240	7,4 %	242	242	7,4 %
Billets à payer – centrale de Windsor	40	40	7,4 %	43	43	7,4 %
Obligation liée à un emprunt commercial	29	29	5,9 %	30	30	5,9 %
	2 258	2 254		1 859	1 847	
Moins : tranche échéant à moins d'un an	(134)	(134)		(154)	(154)	
Total de la dette à long terme	2 124 \$	2 120 \$		1 705 \$	1 693 \$	

¹ L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital avant l'effet de la couverture.

La société a converti le taux d'intérêt fixe sur une tranche de 100 millions de dollars de sa dette, portant intérêt à un taux de 6,9 %, en taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt (taux fixe reçu, taux variable payé). Ces swaps de taux d'intérêt arrivent à échéance en 2011. De plus, la société a converti le taux d'intérêt fixe sur une tranche de 100 millions de dollars américains de sa dette, portant intérêt à un taux de 6,65 %, en taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt (taux fixe reçu, taux variable payé). Ces swaps de taux d'intérêt arrivent à échéance en 2018.

Le 9 mai 2008, la société a émis des débetures d'une valeur de 500 millions de dollars américains. Les débetures portent intérêt à 6,65 % et viennent à échéance en 2018.

Intérêts débiteurs

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	36 \$	37 \$	68 \$	76 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6	6	16	13
Intérêts créditeurs	(4)	(6)	(9)	(14)
Intérêts capitalisés	(3)	-	(7)	(1)
Intérêts débiteurs nets	35 \$	37 \$	68 \$	74 \$

La société capitalise l'intérêt au cours de la construction des projets d'immobilisations à long terme.

10. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Le rapprochement entre le solde d'ouverture et le solde de fermeture des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2007	276 \$
Passifs contractés pendant la période	2
Passifs réglés au cours de la période	(12)
Charge de désactualisation	11
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	1
Variation des taux de change	3
Solde au 30 juin 2008	281 \$
Moins tranche échéant à moins d'un an	(44)
	237 \$

La société a le droit de recouvrer une partie des coûts futurs liés à la mise hors service d'immobilisations. La valeur actualisée estimative de ces paiements a été comptabilisée comme créance à long terme.

11. ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 30 juin 2008, la société avait 197,6 millions d'actions ordinaires (200,9 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2007) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2008, 0,1 million d'actions (0,3 million d'actions en 2007) ont été émises pour un produit de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2007). Au cours du semestre terminé le 30 juin 2008, 0,5 million d'actions (0,5 million d'actions en 2007) ont été émises pour un produit de 14 millions de dollars (10 millions de dollars en 2007).

Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008, respectivement 2,0 millions et 3,9 millions d'actions ont été annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

B. Options sur actions

Le 1^{er} février 2008, 1,0 million d'options sur actions ont été attribuées à un prix d'exercice de 31,97 \$ à la Bourse de Toronto («TSX») pour les employés canadiens et de 31,83 \$ US à la Bourse de New York («NYSE») pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2009 et expireront après dix ans (*note 20*).

Au 30 juin 2008, la société comptait 1,8 million d'options sur actions en cours à l'intention des employés (1,2 million au 31 décembre 2007). Pour le trimestre terminé le 30 juin 2008, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,33 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,1 million d'actions. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, 0,3 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 19,12 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,3 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 18,38 \$.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2008, 0,3 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,62 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,3 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 26,40 \$. Pour le semestre terminé le 30 juin 2007, 0,4 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 18,53 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,4 million d'actions et à l'annulation de 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 17,15 \$.

12. CAPITAUX PROPRES

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2007	1 781 \$	763 \$	(245) \$	2 299 \$
Bénéfice net pour le semestre terminé le 30 juin 2008	-	80	-	80
Actions ordinaires émises (dividendes déclarés)	14	(108)	-	(94)
Actions acquises en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	(35)	(95)	-	(130)
Pertes à la conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes	-	-	(8)	(8)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	-	-	(388)	(388)
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan et au bénéfice net de la période considérée	-	-	28	28
Solde au 30 juin 2008	1 760 \$	640 \$	(613) \$	1 787 \$

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Le 5 mai 2008, TransAlta a annoncé la poursuite de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires. La société peut racheter jusqu'à 19,9 millions de ses actions ordinaires ou environ 10 % des 199 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2008 à des fins d'annulation. L'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires se poursuivra jusqu'au 5 mai 2009. Les rachats ont été effectués librement à la Bourse de Toronto au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, la société a acquis respectivement 1 977 500 et 3 886 400 actions à un prix moyen de 35,40 \$ et 33,45 \$ l'action. Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable d'une action (respectivement 8,96\$ et 8,95 \$ l'action), entraînant une réduction des bénéfices non répartis de respectivement 52 millions de dollars et 95 millions de dollars. En raison du calendrier des paiements pour racheter les actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires, 53 millions de dollars ont été versés en avril 2008, montant qui se rapportait au trimestre précédent.

	Trimestre terminé le 30 juin 2008	Semestre terminé le 30 juin 2008
Total des actions acquises	1 977 500	3 886 400
Prix d'acquisition moyen par action	35,40 \$	33,45 \$
Total des coûts	70 \$	130 \$
Valeur comptable moyenne pondérée d'actions annulées	18	35
Réduction des bénéfices non répartis	52 \$	95 \$

13. CAPITAL

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2008	31 déc. 2007	Augmentation/ (diminution)
Dette à court terme incluant la tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme	583 \$	805 \$	(221) \$
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(50)	(51)	1
	534	754	(220)
Dette à long terme			
Avec recours	1 913	1 496	417
Sans recours	211	209	2
Participations sans contrôle	485	496	(11)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires			
Actions ordinaires	1 760	1 781	(21)
Bénéfices non répartis	640	763	(123)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(613)	(245)	(368)
	4 396	4 500	(104)
Total du capital	4 930 \$	5 254 \$	(324) \$

Les objectifs et la stratégie de gestion du capital de TransAlta n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2007.

TransAlta assure un suivi à l'égard de ratios du capital clés semblables à ceux utilisés par les principales agences de notation. Bien que ces ratios ne soient pas publiquement disponibles auprès des agences de notation, la direction de TransAlta a établi ces ratios et gère son capital conformément à ces attentes :

	30 juin 2008	31 déc. 2007	Cible
Flux de trésorerie / intérêt (multiple)	6,8	6,6	Minimum de 4
Flux de trésorerie / total de la dette (%)	31,7	30,7	Minimum de 25
Dette / capital investi (%)	53,9	46,8	Maximum de 55

TransAlta s'assure également de la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour financer les activités, verser les dividendes et investir dans les immobilisations.

Ces montants totaux sont présentés dans le tableau ci-après :

	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2008	2007	Augmentation / (diminution)	2008	2007	Augmentation / (diminution)
Flux de trésorerie d'exploitation	171 \$	168 \$	3 \$	408 \$	499 \$	(91) \$
Dividendes versés	(54)	(51)	(3)	(105)	(105)	-
Dépenses en immobilisations	(239)	(140)	(99)	(389)	(194)	(195)
(Sorties) rentrées de fonds nettes	(122) \$	(23) \$	(99) \$	(86) \$	200 \$	(286) \$

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, la diminution du total des flux de trésorerie nets tient surtout aux dépenses en immobilisations plus élevées liées à la croissance et aux variations moins favorables du fonds de roulement.

Les modalités et conditions financières des débentures et facilités de crédit de la société n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2007.

La politique officielle de TransAlta en matière de dividendes vise le versement aux actionnaires d'un dividende annuel se situant entre 60 % et 70 % du bénéfice aux fins de comparaison. La direction de TransAlta définit le bénéfice aux fins de comparaison comme le bénéfice net rajusté pour tenir compte des éléments qui ne sont pas susceptibles de se répéter à l'avenir.

14. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, TAU a conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la nouvelle centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par TransAlta Energy Corporation («TEC»), filiale en propriété exclusive de TransAlta, et EPCOR. TAU fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale Keephills 3 cesse définitivement ses activités ou jusqu'à ce que TAU et les partenaires mettent fin à l'entente, selon la première éventualité. Au 30 juin 2008, TAU avait reçu 22 millions de dollars de la société en commandite de Keephills 3, filiale en propriété exclusive de TransAlta, à titre de paiement anticipé pour le charbon devant être livré en vertu du contrat. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills doit commencer au premier trimestre de 2011.

En août 2006, TransAlta a conclu une entente avec CE Gen, société sous contrôle commun de TransAlta et de MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican»), filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle TransAlta achète l'électricité disponible auprès de certaines filiales de CE Gen selon un prix fixe. En outre, CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») a conclu divers swaps sur transport avec TEC. TEC exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TEC offre également des services de gestion à Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen l'approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour trois de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel, exprimé en volume de gaz, de l'opération représente le total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. TransAlta a conclu un contrat en sens inverse avec un tiers, limitant ainsi son risque à celui de contrepartie.

15. ÉVENTUALITÉS

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal de ses affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Bien qu'il ne puisse y avoir de garantie quant à l'issue favorable des réclamations pour la société, celle-ci estime que l'issue de ces réclamations ou des réclamations éventuelles dont elle est au courant actuellement n'aura pas d'incidence négative importante à son égard, dans l'ensemble.

16. ENGAGEMENTS

Au cours du deuxième trimestre de 2008, TransAlta a conclu une entente de cinq ans avec Bonneville Power Administration Transmission («BPAT») visant l'achat d'une capacité de 400 MW du réseau de transport du nord-ouest du Pacifique. La société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur de BPAT, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que BPAT satisfasse à certaines exigences en matière de prestation de services. L'obligation en vertu de cette entente devrait atteindre 46 millions de dollars américains pour la période de cinq ans.

Le 27 mai 2008, TransAlta a annoncé une expansion de 66 MW de son parc éolien de Summerview, dans le sud de l'Alberta, près de Pincher Creek. Le coût en capital du projet est estimé à 123 millions de dollars. La construction devrait être amorcée au deuxième trimestre de 2009, les activités commerciales devant débuter au premier trimestre de 2010.

Le 21 avril 2008, TransAlta a annoncé un accroissement de 53 MW de la capacité nominale à la centrale de Sundance de TransAlta. Le coût en capital total du projet est estimé à 75 millions de dollars, les activités commerciales devant démarrer à la fin de 2009. Au 30 juin 2008, les dépenses en capital totales pour ce projet atteignaient 9 millions de dollars.

Le 13 février 2008, TransAlta a annoncé son projet de conception, de construction et d'exploitation de Blue Trail, un projet d'énergie éolienne de 66 MW dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 115 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débuter au cours du quatrième trimestre de 2009. Au 30 juin 2008, les dépenses en capital totales pour ce projet atteignaient 24 millions de dollars.

Le 21 juin 2007, TAU a conclu une entente avec Bucyrus Canada Limited et Bucyrus International Inc. portant sur l'achat d'une pelle à benne traînante devant être utilisée surtout pour l'approvisionnement en charbon dans le cadre du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3. Les coûts d'achat totaux de cette pelle mécanique comprennent environ 121 millions de dollars pour l'achat de l'équipement, et une somme additionnelle de 29 millions de dollars pour l'assemblage et la mise en service de la pelle, pour un total d'environ 150 millions de dollars, les paiements finaux pour des biens et services étant exigibles en mai 2010. Les paiements totaux en vertu de cette entente se sont établis à respectivement 22 millions de dollars et 43 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008.

Les coûts de construction de la centrale de Keephills 3 et les coûts en capital liés aux mines qui y sont associés, pour la société en commandite de Keephills 3, sont estimés à environ 1,6 milliard de dollars, les derniers paiements pour des biens et services étant exigibles en 2011. La quote-part de TransAlta est d'environ 800 millions de dollars. Au 30 juin 2008, les dépenses en capital totales pour ce projet atteignaient 283 millions de dollars.

Le 19 janvier 2007, TransAlta a annoncé la signature d'un contrat de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick («Énergie Nouveau-Brunswick») visant la livraison de 75 MW d'énergie éolienne. TransAlta construira, détiendra et exploitera une centrale d'énergie éolienne au Nouveau-Brunswick («Kent Hills»). Les activités commerciales devraient débuter d'ici la fin de 2008. Le 17 juillet 2007, TransAlta a modifié le contrat d'achat d'électricité avec Énergie Nouveau-Brunswick afin de faire passer la capacité de 75 MW à 96 MW. Le total des coûts en capital du projet de parc éolien de Kent Hills sera d'environ 170 millions de dollars. Au 30 juin 2008, les dépenses en capital totales pour le projet de parc éolien de Kent Hills atteignaient 50 millions de dollars. TransAlta a également signé un contrat d'achat-vente avec Vector Wind Energy, filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers Inc., portant sur son parc éolien de Fairfield Hill. En vertu du contrat d'achat-vente, TransAlta a acquis le site du parc éolien de Fairfield Hill de Canadian Hydro, y compris l'option d'aménager l'endroit à une date ultérieure, pour 1 million de dollars. Natural Forces Technologies Inc. détient une option d'acquisition d'une participation pouvant atteindre 17 % dans le projet Kent Hills dans les 180 jours suivant son achèvement.

17. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

En réponse à la plainte déposée par San Diego Gas & Electric Company en vertu du chapitre 206 de la loi intitulée *Federal Power Act* («FPA»), la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a fixé à environ 46 millions de dollars américains l'obligation de remboursement de TransAlta pour les ventes qu'elle a effectuées sur les marchés organisés du California Power Exchange («PX») et du California Independent System Operator («ISO») au cours de la période du 2 octobre 2000 au 20 juin 2001 (les «opérations de remboursement principales»). TransAlta a constitué une provision de 46 millions de dollars américains au titre des opérations de remboursement principales. TransAlta a déposé une requête fondée sur le coût des services rendus afin d'être exonérée de ces obligations de remboursement. La FERC a rejeté la requête d'exonération de TransAlta. Le 1^{er} décembre 2006, TransAlta a demandé une nouvelle audience concernant le refus de la FERC. Le 24 août 2007, la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit a accueilli l'appel. TransAlta a demandé une nouvelle audience, mais la FERC doit toujours rendre sa décision à cet égard qui ne devrait pas être rendue dans un avenir prochain.

Au cours des négociations en vue d'un règlement, les plaignants ont tenté d'obtenir des remboursements pour deux groupes d'opérations indépendantes des opérations de remboursement principales. Le premier groupe d'opérations comprend des ventes effectuées par les vendeurs sur les marchés du PX et de l'ISO au cours de la période du 1^{er} mai au 1^{er} octobre 2001 (les «opérations de la saison estivale»). L'autre groupe d'opérations comprend des opérations bilatérales entre tous les vendeurs et une composante du California Department of Water Resources («CDWR»), désigné sous le nom de CERS (les «opérations du CERS»). La FERC a rejeté précisément les tentatives d'obtention de remboursements pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. Toutefois, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir une nouvelle audience concernant le refus de la FERC et ont porté le refus en appel auprès de la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit. La cour du Ninth Circuit a maintenu que l'approbation par la FERC des tarifs axés sur le marché dans le cadre de ces procédures respectait la FPA, mais que la FERC s'était trompée en refusant les remboursements, en invoquant qu'elle ne disposait pas de l'autorité d'ordonner des remboursements pour la violation de l'exigence au titre des rapports à fournir et a renvoyé la cause aux fins de procédures additionnelles. La cour n'a pas ordonné de remboursement, laissant la FERC étudier les mesures correctives appropriées.

Le 21 mars 2008, la FERC a publié une ordonnance au renvoi établissant une audience pour lesdits remboursements devant un juge de l'ordre administratif afin de déterminer si le vendeur d'un service public avait violé l'exigence de soumettre un rapport trimestriel sur les tarifs axés sur le marché de la FERC en n'indiquant pas une hausse de la part de marché suffisante permettant d'exercer un pouvoir sur le marché et en imputant ainsi des tarifs axés sur le marché inéquitables et déraisonnables en Californie au cours de la période 2000-2001.

À l'heure actuelle, TransAlta ne croit pas que les parties de la Californie réussiront à obtenir les remboursements demandés pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. TransAlta n'a pas constitué de provision au titre de ces remboursements à ce jour.

18. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties qui sont exposées au risque de crédit de certaines filiales. Si la société ou sa filiale ne règlent pas les montants à payer en vertu du contrat, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, laquelle fera une demande de règlement auprès de la société ayant émis la lettre de crédit. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent au bilan consolidé. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Le total des lettres de crédit en cours au 30 juin 2008 s'établissait à 828 millions de dollars (550 millions de dollars au 31 décembre 2007), et aucun montant (néant au 31 décembre 2007) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

Les lettres de crédit de TransAlta ne comprennent pas de dispositions de recours, et la société ne détient aucun actif à titre de nantissement relativement aux garanties émises.

19. INFORMATIONS SECTORIELLES

I. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, exprimés en termes de bénéfice d'exploitation.

Trimestre terminé le 30 juin 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	663 \$	45 \$	- \$	708 \$
Combustible et achats d'électricité	(332)	-	-	(332)
Marge brute	331	45	-	376
Exploitation, entretien et administration	139	10	29	178
Amortissement	96	1	3	100
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
Charges d'exploitation	248	3	32	283
Bénéfice (perte) d'exploitation	83 \$	42 \$	(32) \$	93 \$
Intérêts débiteurs nets (note 9)				(35)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				58 \$

Trimestre terminé le 30 juin 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	596 \$	16 \$	- \$	612 \$
Combustible et achats d'électricité	(256)	-	-	(256)
Marge brute	340	16	-	356
Exploitation, entretien et administration	130	8	22	160
Amortissement	96	1	3	100
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Charges d'exploitation	238	2	25	265
(Perte) bénéfice d'exploitation	102 \$	14 \$	(25) \$	91 \$
Gain de change				5
Gain sur la vente de matériel (note 8)				12
Intérêts débiteurs nets (note 9)				(37)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(2)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				69 \$

Semestre terminé le 30 juin 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	1 451 \$	60 \$	- \$	1 511 \$
Combustible et achats d'électricité	(702)	-	-	(702)
Marge brute	749	60	-	809
Exploitation, entretien et administration	239	20	54	313
Amortissement	196	1	7	204
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	10	-	-	10
Répartition des coûts intersectoriels	15	(15)	-	-
Charges d'exploitation	460	6	61	527
Bénéfice (perte) d'exploitation	289 \$	54 \$	(61) \$	282 \$
Perte de change				(1)
Gain sur la vente de matériel (note 8)				5
Intérêts débiteurs nets (note 9)				(68)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(97)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				121 \$

Semestre terminé le 30 juin 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	1 254 \$	27 \$	- \$	1 281 \$
Combustible et achats d'électricité	(547)	-	-	(547)
Marge brute	707	27	-	734
Exploitation, entretien et administration	233	17	45	295
Amortissement	192	1	6	199
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	11	-	-	11
Répartition des coûts intersectoriels	14	(14)	-	-
Charges d'exploitation	450	4	51	505
Bénéfice (perte) d'exploitation	257 \$	23 \$	(51) \$	229 \$
Gain de change				5
Gain sur la vente de matériel (note 8)				12
Intérêts débiteurs nets (note 9)				(74)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(11)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				161 \$

II. Principales informations du bilan

Au 30 juin 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Écart d'acquisition	97 \$	30 \$	- \$	127 \$
Total de l'actif sectoriel	6 198 \$	298 \$	1 058 \$	7 554 \$

Au 31 décembre 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Écart d'acquisition	95 \$	30 \$	- \$	125 \$
Total de l'actif sectoriel	5 950 \$	147 \$	1 082 \$	7 179 \$

Une hausse des taux de change a entraîné une variation de 2 millions de dollars de l'écart d'acquisition. Une tranche de l'écart d'acquisition est liée à CE Gen et est, par conséquent, libellée en dollars américains. La variation des taux de change liée à la conversion des comptes des établissements étrangers autonomes n'a pas d'incidence sur le bénéfice, et l'écart de conversion négatif est reflété dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

III. Principales informations sur les flux de trésorerie

Trimestre terminé le 30 juin 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	235 \$	2 \$	2 \$	239 \$

Trimestre terminé le 30 juin 2007

Dépenses en immobilisations	135 \$	1 \$	4 \$	140 \$
-----------------------------	--------	------	------	--------

Semestre terminé le 30 juin 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	383 \$	3 \$	3 \$	389 \$

Semestre terminé le 30 juin 2007

Dépenses en immobilisations	185 \$	2 \$	7 \$	194 \$
-----------------------------	--------	------	------	--------

IV. Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements des états des résultats et des états des flux de trésorerie est présenté dans le tableau qui suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2008	2007	2008	2007
Dotation aux amortissements des secteurs isolables	100 \$	100 \$	204 \$	199 \$
Amortissement du matériel d'exploitation minière, y compris le combustible et les achats d'électricité	10	6	18	13
Charge de désactualisation, y compris la dotation aux amortissements	(6)	(6)	(11)	(12)
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie	104 \$	100 \$	211 \$	200 \$

20. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

La société utilise la méthode de la juste valeur pour comptabiliser les attributions en vertu de ses régimes d'options sur actions fixes et de son régime d'options sur actions lié au rendement. Le 1^{er} février 2008, 1,0 million d'options sur actions ont été attribuées à un prix d'exercice de 31,97 \$ à la Bourse de Toronto («TSX») pour les employés canadiens et de 31,83 \$ US à la Bourse de New York («NYSE») pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquiert par tranches égales sur quatre ans à compter du 1^{er} février 2009 et arrivent à échéance après dix ans. La juste valeur estimative de ces options attribuées a été calculée à l'aide du modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses qui suivent, ce qui a donné lieu à une juste valeur de 6,31 \$ l'option.

Taux d'intérêt sans risque (%)	3,6
Durée de vie prévue des options (années)	7
Taux de dividendes (%)	3,4
Volatilité du cours des actions de la société (%)	23,2

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, la charge totale au titre des options sur actions constatée dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars.

21. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre, au Canada, au Mexique et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements étrangers. Ces régimes comprennent des composantes à prestations déterminées et à cotisations déterminées et, au Canada, un régime à prestations déterminées complémentaire additionnel est offert à certains employés dont les revenus annuels excèdent la limite canadienne en matière d'impôts sur les bénéficiaires. La composante à prestations déterminées des régimes de retraite agréés a cessé d'être offerte aux nouveaux employés pour toutes les périodes présentées. Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autres	Total
Trimestre terminé le 30 juin 2008				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	1 \$	- \$	2 \$
Intérêts débiteurs	5	-	1	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(6)	-	-	(6)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(3)	-	-	(3)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2)	1	1	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	4	-	-	4
Charge nette	2 \$	1 \$	1 \$	4 \$

	Régimes agréés	Régime complémentaire	Autres	Total
Trimestre terminé le 30 juin 2007				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	1 \$	- \$	2 \$
Intérêts débiteurs	5	-	1	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(6)	-	-	(6)
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(3)	-	-	(3)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(3)	1	1	(1)
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	4	-	-	4
Charge nette	1 \$	1 \$	1 \$	3 \$

Semestre terminé le 30 juin 2008	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autres	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2 \$	1 \$	1 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	10	1	1	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(12)	-	-	(12)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(5)	-	-	(5)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(4)	2	2	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	9	-	-	9
Charge nette	5 \$	2 \$	2 \$	9 \$

Semestre terminé le 30 juin 2007	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autres	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2 \$	1 \$	1 \$	4 \$
Intérêts débiteurs	10	1	1	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(12)	-	-	(12)
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(5)	-	-	(5)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(5)	2	2	(1)
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	10	-	-	10
Charge nette	5 \$	2 \$	2 \$	9 \$

22. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Brèche possible à la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills

Le 26 juillet 2008, TransAlta a découvert une fissure dans la digue de la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills. La société en a immédiatement informé le ministère de l'environnement de l'Alberta et les autorités régionales, et pris les mesures nécessaires au contrôle et à l'atténuation des effets de toute brèche possible ou de l'écoulement de l'eau de la lagune. Il n'y a pas de résidents à proximité et TransAlta a restreint l'accès au secteur afin d'assurer la sécurité de tous. La société fournira de plus amples détails sur la situation lorsqu'elle en aura.

LS Power et Global Infrastructure communiquent avec TransAlta pour discuter d'une opération possible

Le 18 juillet 2008, la société a reçu une lettre indicative de LS Power Equity Partners, entité associée à Luminus Management LLC, et de Global Infrastructure Partners visant à entreprendre des discussions sur l'acquisition possible de TransAlta pour 39 \$ par action en espèces. Le conseil d'administration étudiera attentivement la demande et répondra en temps voulu.

Débetures

Le 17 juillet 2008, TransAlta a été informée par TAU, porteur de 100 millions de dollars de débetures, qu'elle avait l'intention de racheter les débetures le 31 juillet 2008. À l'émission, les débetures portaient intérêt à un taux fixe de 5,49 %, venaient à échéance en 2023 et étaient rachetables au gré du porteur en 2008 au prix de 98,45 \$ pour chaque tranche de notionnel de 100 \$.

Captage du carbone

Le 8 juillet 2008, le gouvernement albertain a annoncé son engagement à accorder 2 milliards de dollars au financement du développement de la technologie du captage et du stockage du carbone («CSC»). Cette initiative de financement constitue l'élément clé de l'accélération des projets de CSC dans toute l'Alberta et en particulier du projet pilote de captage de carbone à base d'ammoniac réfrigéré, élaboré conjointement par TransAlta et Alstom Canada et annoncé en avril 2008. TransAlta a l'intention de présenter une demande de financement relativement à ce projet.

23. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période considérée.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

<u>(Annualisé)</u>		<u>30 juin 2008</u>	<u>31 déc. 2007</u>
Cours de clôture		36,86 \$	33,35 \$
Fourchette des prix (12 derniers mois)	Haut	37,25 \$	34,00 \$
	Bas	27,32 \$	23,76 \$
Dettes / capital investi (incluant la dette sans recours)		53,9 %	46,8 %
Dettes / capital investi (excluant la dette sans recours)		51,6 %	44,2 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		14,2 %	13,1 %
Rendement du capital investi		9,9 %	9,8 %
Rendement comparable du capital investi		11,9 %	9,7 %
Dividendes en espèces par action		1,04 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiples)		26,8 x	21,8 x
Couverture par les bénéfices		3,0 x	3,3 x
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice net)		76,0 %	65,6 %
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison)		66,7 %	76,6 %
Couverture des dividendes (multiples)		3,6 x	4,2 x
Rendement des actions		2,8 %	3,0 %
Flux de trésorerie / dette		31,7 %	30,7 %
Flux de trésorerie / couverture d'intérêts (multiples)		6,8 x	6,6 x

Formules des ratios

Dettes / capital investi = (dette à court terme + dette à long terme – encaisse et placements productifs d'intérêts) / (dette + titres privilégiés + participations sans contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires)

Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires = bénéfice net / moyenne des soldes d'ouverture et de fermeture des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires

Rendement du capital investi = (bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne annuelle du capital investi

Rendement du capital investi comparable = (bénéfice comparable avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne annuelle du capital investi

Ratio cours / bénéfice = cours de clôture de l'exercice écoulé / résultat de base par action

Couverture par les bénéfices = (bénéfice net + impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets, compte non tenu des intérêts capitalisés)

Ratio dividendes / bénéfice = dividendes / bénéfice net ou bénéfice à des fins de comparaison

Couverture des dividendes = flux de trésorerie d'exploitation / dividendes sur actions ordinaires

Rendement des actions = dividende par action ordinaire / cours de clôture de la période écoulée

Flux de trésorerie / dette = flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement / moyenne de deux ans de la dette totale

Flux de trésorerie / intérêts (multiples) = (flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets, compte non tenu des intérêts capitalisés)

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, au cours duquel un groupe électrogène peut produire de l'électricité, peu importe s'il le fait réellement ou non.

BTU (British Thermal Unit) – Mesure de l'énergie. Quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit une livre d'eau lorsque la température de l'eau est d'environ 39,2 degrés Fahrenheit.

Capacité – Capacité de charge continue nominale du matériel électrogène, exprimée en mégawatts.

Déclasser – Abaisser la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité.

Gigawatt – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Consommation spécifique de chaleur – Mesure de la conversion, exprimée en BTU/MWh, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique valant 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

Capacité maximale nette – Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'un groupe électrogène ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et des besoins auxiliaires.

Marge électricité-combustible – Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par MW.



TransAlta Corporation

Box 1900, Station «M»

110 – 12th Avenue S.W.

Calgary (Alberta) Canada T2P 2M1

Téléphone

403-267-7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station

Toronto (Ontario) Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1-800-387-0825

De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416-643-5500

Télécopieur

416-643-5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Michael Lawrence

Conseiller principal, Relations avec les médias

Téléphone

403-267-7330

Courriel

media_relations@transalta.com

Investisseurs

Jennifer Pierce, MA, MBA

Vice-présidente, Communications et Relations avec les investisseurs

Téléphone

1-800-387-3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403-267-2520

Télécopieur

403-267-2590

Courriel

investor_relations@transalta.com